

# **Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz**

Von der Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik  
der Technischen Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig



zur Erlangung der Würde eines  
Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)  
genehmigte

## **Dissertation**

von  
Dipl.-Ing. Christian Schulz  
aus Eutin

eingereicht am:	05.02.2007
mündliche Prüfung am:	04.05.2007
Referenten:	Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann
Vorsitzender:	Prof. Dr.-Ing. Wolf-Rüdiger Canders



## Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen der Technischen Universität Braunschweig.

Mein besonderer Dank gilt dem Lehrstuhlinhaber Herrn Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat für die Anregung zu dieser Arbeit. Für die stets angenehme und vertrauensvolle Zusammenarbeit sowie die Möglichkeit, die Arbeit auf nationalen und internationalen Konferenzen vorzustellen, spreche ich Prof. Kurrat meinen ganz besonderen Dank aus.

Bei Herrn Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann vom Lehrstuhl für Hochspannungs- und Anlagentechnik, Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, der Technischen Universität München bedanke ich mich für die freundliche Übernahme des Korreferates, für das große Interesse an meiner Arbeit und seine wertvollen Diskussionsbeiträge.

Ein weiterer persönlicher Dank geht an den technischen Geschäftsführer der Energienetze Braunschweig GmbH, Dr.-Ing. Harald Waitschat, sowie seine Mitarbeiter, die mir das Datenmaterial für diese Arbeit zur Verfügung gestellt haben.

Bei allen derzeitigen und ehemaligen Kolleginnen und Kollegen sowie Studierenden, die im Rahmen ihrer Studien- und Diplomarbeiten zu dieser Arbeit beigetragen haben, bedanke ich mich sowohl für ihre kreative Zusammenarbeit und fortwährende Diskussionsbereitschaft als auch für das angenehme, kollegiale Arbeitsklima.

Meinen Eltern danke ich für die Unterstützung während meiner Schul- und Studienzeit sowie der stetigen Förderung meiner Interessen an Technik und Naturwissenschaften.

Vor allen anderen gilt der Dank meiner Frau Miriam Schulz für die geschaffenen Freiräume und die persönliche Unterstützung.

Braunschweig, im Februar 2007

Für Miriam und Marleen

## Kurzfassung

Diese Arbeit liefert die Zusammenhänge zur Planung, Auslegung und Integration von BHKW-Systemen ins elektrische Versorgungsnetz. Dabei werden die Zusammenhänge zwischen den Systemen BHKW, Haustechnik und Energieversorgungsnetzen interdisziplinär betrachtet. Das Ergebnis sind netzorientierte Integrationsstrategien für Mini-BHKW, die die verschiedenen Anforderungen von Haus und elektrischem Netz mit einer möglichst großen gemeinsamen Schnittmenge erfüllen.

Für die Entwicklung und Bewertung der netzorientierten Integrationsstrategien für Mini-BHKW ist die Kenntnis über den zeitgleichen elektrischen und thermischen Leistungsverlauf von Objekten notwendig. Hierfür sind die Lastgänge von Gas und Strom einer Neubausiedlung über ein Jahr aufgenommen worden. Aus diesen Lastgängen erfolgte, in Anlehnung an die VDEW-Standardlastprofile, die Entwicklung von Lastprofilen für diese Siedlung.

Mithilfe eines Simulationstools, welches das Betriebsverhalten von Mini-BHKW in einem Haus abbildet, und den entwickelten Lastprofilen als Eingangsdaten sind die Auswirkungen der dezentralen Energieerzeugung mit Mini-BHKW auf den Lastfluss im elektrischen Netz abgeschätzt worden.

Aus diesem Simulationsergebnis erfolgte die Entwicklung von netzorientierten Integrationsstrategien für Mini-BHKW. Mithilfe von hinterlegten Day-Ahead-Fahrplänen in den Mini-BHKW sowie mit einem veränderten Speichermanagement ist es möglich, die dezentrale Energieerzeugung besser an die aktuelle Lastsituation im elektrischen Versorgungsnetz anzupassen.

Eine abschließende wirtschaftliche Bewertung des Mini-BHKW-Systems zeigt, dass bei den zu erwartenden zukünftigen wirtschaftlichen Randbedingungen eine bessere Rentabilität gegeben ist. Hieraus lässt sich folgern, dass die Verbreitung der Mini-BHKW-Anlagen zunimmt und der Einsatz von netzorientierten Integrationsstrategien sinnvoll und notwendig ist.



## Abstract

This thesis deals with the interrelation between planning, dimensioning and finally integrating of micro-combined heat and power (CHP) units into the electricity grid. The relation between these units, the building and the electricity grid will be examined in an interdisciplinary context, resulting in integration strategies, which are going to take into account both the requirements of the objects and the electricity grid.

For the development and evaluation of the grid-orientated integration strategies it is important to know both the electrical and thermal load lines of an object. Hence, in a new housing estate the electricity and gas consumption was measured during one year. Based on these measurements, a set of load profiles has been developed.

By means of a simulation tool and the development load profiles as input data, the behaviour of a micro-CHP unit in an object was simulated. This software also simulated the influence of dispersed energy production on the load flow in the electricity grid.

After that, grid-orientated integration strategies were developed by using the simulation results. With a day-ahead-net-schedule in the micro-CHP units and an improved energy management for the heat accumulator, it is possible to adapt the dispersed energy production more adequately to the actual load distribution in the electricity grid.

An economic evaluation proved, that these micro-CHP units will become even more profitable in the future, since energy prices are expected to rise. Accordingly, these units will most likely become more common and grid-orientated integration strategies – as were developed in this thesis – will play an important part.





## Inhaltsverzeichnis

Symbole.....	xi
Abkürzungen .....	xiii
Abbildungsverzeichnis.....	xv
Tabellenverzeichnis .....	xix
Einleitung.....	1
1    Energieversorgungssysteme .....	3
1.1    Elektrische Energieerzeugung und -verteilung.....	3
1.2    Thermische Energieversorgung .....	5
1.3    Mini-Blockheizkraftwerke.....	6
1.3.1    Theoretische Grundlagen.....	6
1.3.2    Verfügbare Technologien .....	9
1.3.3    Hausintegration und Dimensionierung .....	10
1.3.4    Betriebsweisen.....	13
1.4    Rechtliche Rahmenbedingungen .....	15
1.4.1    Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz .....	16
1.4.2    Erneuerbare-Energien-Gesetz .....	17
1.4.3    Stromnetzentgeltverordnung.....	18
1.4.4    Wärmeschutzverordnung .....	20
1.4.5    Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.....	21
2    Elektrische und thermische Lastprofile .....	24
2.1    Grundlagen .....	24
2.2    Elektrische Lastprofile .....	26
2.2.1    VDEW-Standardlastprofile .....	27
2.2.2    Profile von Energieversorgern.....	29
2.3    Thermische Lastprofile .....	30
2.4    Erfassung von Lastgängen.....	31
2.4.1    Beschreibung der Siedlung .....	32
2.4.2    Gemessene Lastgänge .....	33
2.5    Entwicklung von Lastprofilen.....	38
2.6    Korrelationsanalyse.....	40

3	Simulation.....	45
3.1	Simulationstool.....	45
3.2	Simulationsergebnisse .....	50
3.2.1	Betriebssimulation im Objekt.....	51
3.2.2	Betriebssimulation in der Siedlung.....	57
3.3	Einfluss auf das Gasnetz.....	61
4	Integrationsstrategien.....	62
4.1	Integration von DEA in das elektrische Versorgungsnetz.....	62
4.2	Netzorientierte Integration .....	63
4.3	Netzorientierte Fahrweise für Mini-BHKW .....	64
4.3.1	Day-Ahead-Steuerung mit hinterlegten Typtagen .....	65
4.3.2	Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen.....	71
4.3.3	Intraday-Steuerung .....	77
4.4	Bewertung .....	79
5	Wirtschaftlichkeit .....	82
5.1	Wirtschaftlichkeit für den Anlagenbetreiber .....	82
5.2	Wirtschaftliche Bewertung für den Netzbetreiber / Energieversorger .....	88
5.3	Wirtschaftlichkeit von netzorientierten Fahrweisen.....	89
5.4	Contracting.....	92
6	Zusammenfassung.....	94
7	Literaturverzeichnis .....	98
8	Anhang.....	103
	Studentische Arbeiten .....	111
	Lebenslauf.....	112

---

**Symbole**

$c$	spezifische Wärmekapazität
$C_0$	der Kapitalwert
$F(\vec{x})$	Zielfunktion
$g$	Gleichzeitigkeitswert
$G_{(t)}$	glatte Komponente einer Zeitreihe
$\Delta G_T$	freie Reaktionsenthalpie
$Gas_{VT}$	Gasverbrauch am Vortag der Prognose
$\Delta H_0$	Standardwert der Reaktionsenthalpie
$H_o$	oberer Heizwert
$H_u$	unterer Heizwert
$i$	Zinssatz
$I$	Höhe der Investition
$P_{Bst}$	Leistung des Brennstoffes
$P_{el}$	elektrische Leistung
$P_{el,TL}$	elektrische Teillastleistung
$P_{max}$	maximale Leistung
$P_{th}$	thermische Leistung
$P_{th,TL}$	thermische Teillastleistung
$P_S$	Spitzenleistung
$M_{(t)}$	Monattrendkomponente einer Zeitreihe
$Q_i$	Wärmeinhalt eines Körpers

$r$	Korrelationskoeffizient
$R_t$	Rückfluss im Jahr $t$
$S_{(t)}$	saisonale Trendkomponente einer Zeitreihe
$T$	Temperatur
$T_{(t)}$	langfristige Trendkomponente einer Zeitreihe
$T_Z$	Zellarbeitstemperatur
$Tg_{(t)}$	Tagestrendkomponente einer Zeitreihe
$W_{(t)}$	Wochentrendkomponente einer Zeitreihe
$X_{(t)}$	stochastische Komponente einer Zeitreihe
$Y_{n(t)}$	Beobachtungswerte einer Ganglinie
$\beta$	Belastungsgrad
$\eta_{BSZ}$	theoretischer Wirkungsgrad einer Brennstoffzelle
$\eta_{Carnot}$	theoretischer Wirkungsgrad eines Carnot-Prozesses
$\eta_{el}$	elektrischer Wirkungsgrad
$\eta_{ges}$	gesamter Wirkungsgrad
$\eta_{th}$	thermischer Wirkungsgrad
$\sigma$	Stromkennziffer

**Abkürzungen**

BHKW	Blockheizkraftwerk
CHP	combined heat and power
D-A-S	Day-Ahead-Steuerung
DEA	dezentrale Energieerzeugungsanlage
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange in Leipzig
EFH	Einfamilienhaus
EVU	Energieversorgungsunternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MFH	Mehrfamilienhaus
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
RH-E	Reihenendhaus
RH	Reihenhaus
SK	Spitzenlastkessel
TWW	Trinkwarmwasser
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VDN	Verband der Netzbetreiber
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
WSP	Wärmespeicher



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Prinzip der zentralen elektrischen Energieerzeugung und -verteilung.....	3
Abbildung 2:	Prinzip der dezentralen elektrischen Energieerzeugung und -verteilung.	4
Abbildung 3:	Schematische Darstellung einer verbrennungsmotorischen KWK-Anlage .....	7
Abbildung 4:	Integration eines Mini-BHKW in die Haustechnik .....	11
Abbildung 5:	Auslegung eines Mini-BHKW mit fester (a) und variabler (b) Leistung anhand der thermischen Jahresdauerlinie .....	12
Abbildung 6:	Zeitliche Entwicklung der Höhe der KWK-Förderung für Mini-BHKW [KWK 2004].....	17
Abbildung 7:	Zeitliche Entwicklung des jährlichen Wärmebedarfs in kWh/m <sup>2</sup> für Ein- und Zweifamilienhäuser [Kühl 2004] .....	21
Abbildung 8:	Auf 1.000 kWh/a normierte VDEW-Haushaltslastprofile für die Winterzeit.....	28
Abbildung 9:	Auf 1.000 kWh/a normiertes BHKW-Einspeiseprofil [EnBW 2005].....	30
Abbildung 10:	Struktur der vermessenen Neubausiedlung .....	33
Abbildung 11:	Durchschnittlich gemessener elektrischer Siedlungs-Lastgang für den Typtag Werktag für die verschiedenen Jahreszeiten nach VDEW .....	34
Abbildung 12:	Durchschnittlich gemessener thermischer Siedlungs-Lastgang für den Typtag Werktag für die verschiedenen Jahreszeiten nach VDEW .....	35
Abbildung 13:	Durchschnittlich gemessener thermischer Siedlungs-Lastgang für den Typtag Werktag in der Übergangszeit gegenüber dem gemessenen Lastgang an einem Tag .....	35
Abbildung 14:	Elektrische und thermische Jahresdauerlinie der gesamten Siedlung ..	36
Abbildung 15:	Grafische Darstellung der jährlichen durchschnittlichen Energieverbräuche mit den Vertrauensgrenzen in den verschiedenen Objekttypen der Siedlung .....	38
Abbildung 16:	Korrelation der entwickelten elektrischen Lastprofile mit dem VDEW-Haushalts-Standardlastprofil.....	41
Abbildung 17:	Korrelation zwischen den elektrischen und thermischen Lastprofilen....	42
Abbildung 18:	Verlauf des elektrischen und thermischen Lastprofils der Siedlung über einen Tag in den verschiedenen Intervallen am Beispiel für den Typtag Werktag für die Winterzeit.....	43

Abbildung 19: Korrelation zwischen den elektrischen und thermischen Lastprofilen der Siedlung während eines viertel Tages.....	44
Abbildung 20: Energieflüsse in einem Hausenergieversorgungssystem .....	45
Abbildung 21: Zu betrachtende Hausenergieversorgungssysteme .....	46
Abbildung 22: Thermischer Lastgang für das Durchschnitts-EFH an dem Typtag Werktag für die verschiedenen Jahreszeiten.....	52
Abbildung 23: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW im Durchschnitts-EFH an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit .....	53
Abbildung 24: Beladung und Energieinhalt des Pufferspeichers an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit .....	53
Abbildung 25: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW im Durchschnitts-EFH an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit .....	54
Abbildung 26: Beladung und Energieinhalt des Pufferspeichers an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit .....	54
Abbildung 27: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW im Durchschnitts-EFH an dem Typtag Werktag für die Winterzeit .....	55
Abbildung 28: Beladung und Energieinhalt des Pufferspeichers an dem Typtag Werktag für die Winterzeit .....	56
Abbildung 29: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem EFH mit einem höheren thermischen Bedarf an dem Typtag Werktag für die Winterzeit .....	56
Abbildung 30: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden .....	58
Abbildung 31: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden .....	59
Abbildung 32: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Winterzeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden .....	60
Abbildung 33: Erzeugung mit dem Lastprofil des übergeordneten Netzes als Führungsgröße unter der Annahme der Möglichkeit einer vollständigen Wärmeabfuhr .....	65
Abbildung 34: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem Einfamilienhaus mit der Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen für den Typtag Werktag für die Sommerzeit .....	66



Abbildung 35: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem Einfamilienhaus mit der Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen für den Typtag Werktag für die Übergangszeit .....	67
Abbildung 36: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden mit Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen .....	68
Abbildung 37: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden mit Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen und veränderten Randbedingungen .....	69
Abbildung 38: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden mit Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen .....	70
Abbildung 39: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden mit Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen und veränderten Randbedingungen .....	70
Abbildung 40: Erzeugung mit einem Fahrplan als Führungsgröße unter der Annahme der Möglichkeit einer vollständigen Wärmeabfuhr .....	72
Abbildung 41: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem Durchschnittsmehrfamilienhaus mit der Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplan für den Typtag Werktag für die Sommerzeit .....	72
Abbildung 42: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem Durchschnittsmehrfamilienhaus mit der Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplan für den Typtag Werktag für die Übergangszeit .....	73
Abbildung 43: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit mit Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen .....	74
Abbildung 44: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit mit Day-Ahead-Steuerung und veränderten Fahrplänen .....	75
Abbildung 45: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit mit Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen .....	76
Abbildung 46: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit mit Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen und veränderten Randbedingungen .....	76

Abbildung 47: Potenzial zur Bereitstellung von Spitzenleistung eines Mini-BHKW in Abhängigkeit von der Außentemperatur .....	78
Abbildung 48: Kapitalwert am Ende der Gerätelebensdauer bei unterschiedlichen Volllaststunden und Stromverdrängungsgraden.....	85
Abbildung 49: Kapitalwert am Ende der Gerätelebensdauer bei unterschiedlichen Volllaststunden und Stromverdrängungsgraden bei höheren Energiepreisen .....	86
Abbildung 50: Kapitalwert am Ende der Gerätelebensdauer bei unterschiedlichen Volllaststunden und Stromverdrängungsgraden bei höheren Energiepreisen und geringeren Investitionen .....	87
Abbildung 51: Zahlungsflüsse bei einem virtuellen Regelkraftwerk.....	92

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Prinzipieller Vergleich der Mini-BHKW-Technologien .....	10
Tabelle 2: Berücksichtigte Randbedingungen bei den verschiedenen Betriebsstrategien .....	15
Tabelle 3: Zeitliche Entwicklung der Höhe der Vergütung für Biomasse-BHKW [EEG 2004] .....	18
Tabelle 4: Schutzkriterien, die auf den Kuppelschalter wirken [VDEW 2001 a] .....	23
Tabelle 5: Darstellung der Verbrauchsdaten im Neubaugebiet .....	37
Tabelle 6: Skalierungsfaktoren für die Lastprofile der einzelnen Objekte .....	40
Tabelle 7: Gewählte Mini-BHKW-Anlagenkonfigurationen für ein Einfamilienhaus .....	51
Tabelle 8: Gewählte Mini-BHKW-Anlagenkonfigurationen für die verschiedenen Gebäudeklassen .....	57
Tabelle 9: Reduzierung der Abendspitze durch die Mini-BHKW bei einer Durchdringung von 10 % .....	71
Tabelle 10: Reduzierung der Abendspitze durch die Mini-BHKW bei einer Durchdringung von 10 % .....	77
Tabelle 11: Kommunikationstechnologien .....	79
Tabelle 12: Mehrkosten für eine Kommunikationsschnittstelle am Mini-BHKW [Englert 2005] .....	80
Tabelle 13: Angenommene Energiebezugspreise und Einspeisevergütungen .....	82
Tabelle 14: Wirtschaftlichkeit eines Mini-BHKW bei den verschiedenen Eckbetriebspunkten .....	83
Tabelle 15: Überschuss pro Jahr für die verschiedenen Gebäudeklassen .....	84



## Einleitung

Angesichts der Forderung, den Primärenergieverbrauch und die damit verbundenen Schadstoff- sowie Treibhausgasemissionen zu mindern, wird die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland immer weiter vorangetrieben [EEG 2004]. Es kann allerdings angezweifelt werden, dass deren Potenzial ausreicht, um allein die in den nächsten Jahren durch die planmäßige Stilllegung zahlreicher Großkraftwerke erwarteten Angebotslücken zu decken [UBA 2003; VDE 2005].

Insgesamt hatten die erneuerbaren Energien 2006 einen Anteil am gesamten Endenergieverbrauch in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoffe von 7,7 % [BEE 2007]. Im Bereich Strom lag der Anteil bei 11,6 % und im Bereich Wärme bei 6,2 % [BEE 2007]. Dieser Anteil ist bei Weitem noch zu gering, um die Ziele zum Klima- und Ressourcenschutz erreichen zu können. Daher rückt zusätzlich in zunehmendem Maße die effiziente Nutzung von Primärenergieträgern in den Vordergrund.

Hierzu gehören unter anderem Energieumwandlungstechnologien auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) [Fischedick 2004]. Bis 2020 könnte die Hälfte der in Deutschland benötigten Stromerzeugung aus hocheffizienten KWK-Anlagen bereitgestellt werden. Ob und wie schnell die KWK-Potenziale auch tatsächlich erschlossen werden, hängt davon ab, welche Markttreiber wirksam sind [Mühlstein 2006].

Neben größeren KWK-Einheiten gelten kleine KWK-Anlagen, sogenannte Mini-Blockheizkraftwerke (BHKW), in der Hausenergieversorgung im Leistungsbereich von unter 1 kW bis 5 kW elektrisch als interessante Ergänzung. Dabei werden sie als Ersatz oder als Ergänzung zur normalen Heizungsanlage parallel am elektrischen Netz betrieben und produzieren wärmegeführt die notwendige thermische Energie für das Objekt.

Die konventionellen, im Wohngebäudebereich eingesetzten Anlagen basieren auf Verbrennungsmotoren und stellen konstante Leistungen bereit. Diese sind ergänzt worden um drehzahlvariable Geräte, bei denen innerhalb eines gewissen Bereichs die Leistung einstellbar ist. Dadurch ist die bereitgestellte Leistung besser an den aktuellen Bedarf anpassbar und somit kann eine höhere Betriebsstundenanzahl im Jahr erreicht werden. Um die bei der gekoppelten Erzeugung gleichzeitig bereitgestellten Energien auf die Bedarfsverläufe, welche in der Regel nicht in gleicher Form vorzufinden sind, abzustimmen, setzt man Wärmespeicher ein.

Mit der voranschreitenden Entwicklung von Brennstoffzellen ist die serienmäßige Anwendung dieser Technologie in greifbare Nähe gerückt. Bei einer Serienreife der Brennstoffzellentechnologie sowie einer weiteren Marktdurchdringung bei den motorischen Mini-BHKW könnte zukünftig eine nicht unwesentliche Anzahl von Mini-BHKW in den Energieversorgungsnetzen installiert werden [Friedrich 2003]. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, inwieweit sich die zunehmende dezentrale elektrische Energieerzeugung durch Mini-BHKW auf das elektrische Versorgungssystem auswirkt.

Die gekoppelte elektrische und thermische Energieproduktion vom Mini-BHKW macht es notwendig, dass bei einer Simulation und Bewertung des Systems Mini-BHKW und dessen Auswirkungen auf das elektrische Netz alle Teilsysteme wie das elektrische Netz sowie das Gasnetz und das thermohydraulische Hausversorgungsnetz mit berücksichtigt werden müssen. So kann nur eine ganzheitliche Systembetrachtung zu sinnvollen Integrationsstrategien für Mini-BHKW in das elektrische Versorgungsnetz führen.

Bei einer konsequenten Umsetzung von Integrationsstrategien, die die Bedürfnisse des gesamten Systems mit berücksichtigen, ergibt sich damit ein „Smart-Grid“. Im Smart-Grid werden die dezentralen Energieerzeugungsanlagen in die Planung und die Betriebsführung des elektrischen Versorgungsnetzes aktiv mit einbezogen. Hierdurch ergibt sich insgesamt eine bessere Auslastung aller Betriebsmittel im elektrischen Versorgungsnetz.

Der technische Zusatznutzen ist direkt mit den wirtschaftlichen Aufwendungen und Vorteilen verknüpft. Im Zusammenhang mit der deutschen Gesetzgebung, die zum Ziel hat, eine möglichst sichere, preisgünstige, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Nutzer mit Gas und Elektrizität [EnWG 2005] zu gewährleisten, ist die Fragestellung interessant, inwieweit die KWK-Technologie im kleinen Leistungsbereich technisch und wirtschaftlich zur Erreichung dieses Ziels beitragen kann.

# 1 Energieversorgungssysteme

## 1.1 Elektrische Energieerzeugung und -verteilung

Die Entwicklung der elektrischen Energieerzeugung und –verteilung begann in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts, indem Werner von Siemens 1866 das dynamo-elektrische Prinzip entdeckte [Weiß 2005]. Hierdurch war es erstmals möglich, elektrische Energie im großen Umfang zu produzieren und zu verteilen. Die elektrische Energieproduktion erfolgte dabei dezentral bei den Verbrauchern, meistens in unmittelbarer Nähe zu großen Industrieanlagen. Auch im Privatbereich setzte sich die elektrische Energie immer mehr und mehr durch, so dass größere Kraftwerke nötig waren. Diese standen nahe an den natürlich verfügbaren Primärenergieträgern oder an Verkehrswegen, über die der Brennstoff sich gut transportieren ließ, z. B. Wasserwege. Somit wurde es nötig, die elektrische Energie vom Erzeuger in die Verbrauchsschwerpunkte zu transportieren. Dies geschieht bis heute über engvermaschte Übertragungs- und Verteilungsnetze, siehe Abbildung 1. Geprägt ist diese Top-Down-Struktur durch einen klaren Energiefluss von den Erzeugern in den Höchst- und Hochspannungsnetzen hin zu den Verbrauchern in den Mittel- und Niederspannungsnetzen.

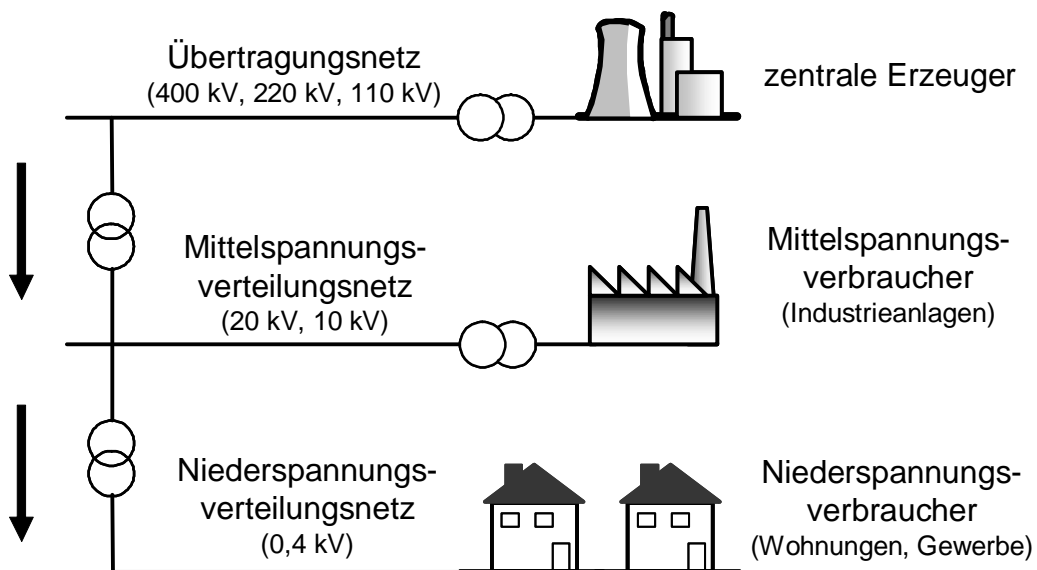


Abbildung 1: Prinzip der zentralen elektrischen Energieerzeugung und -verteilung

Seit dem Ende des 20. Jahrhunderts steigt die Anzahl der dezentralen elektrischen Energieerzeuger im elektrischen Netz. Hierfür ist als Hauptgrund zu nennen, dass sich in der elektrischen Energieerzeugung, geprägt durch den gesellschaftspolitischen Willen, ein Wandel hin zu der zunehmenden Nutzung von umweltfreundlicheren Anlagen, z. B. Windkraft, Photovoltaik und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), welche erneuerbare

Energieträger nutzen oder einen höheren Gesamtwirkungsgrad aufweisen, vollzieht. Hauptsächlich erfolgt die Installation von einzelnen dezentralen Anlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen, siehe Abbildung 2. Der Anschluss mehrerer dezentraler Erzeuger, die in einem Verbund zusammengefasst sind, wie z. B. ein Windpark, erfolgt aufgrund der abgegebenen Leistung an den höheren Spannungsebenen.

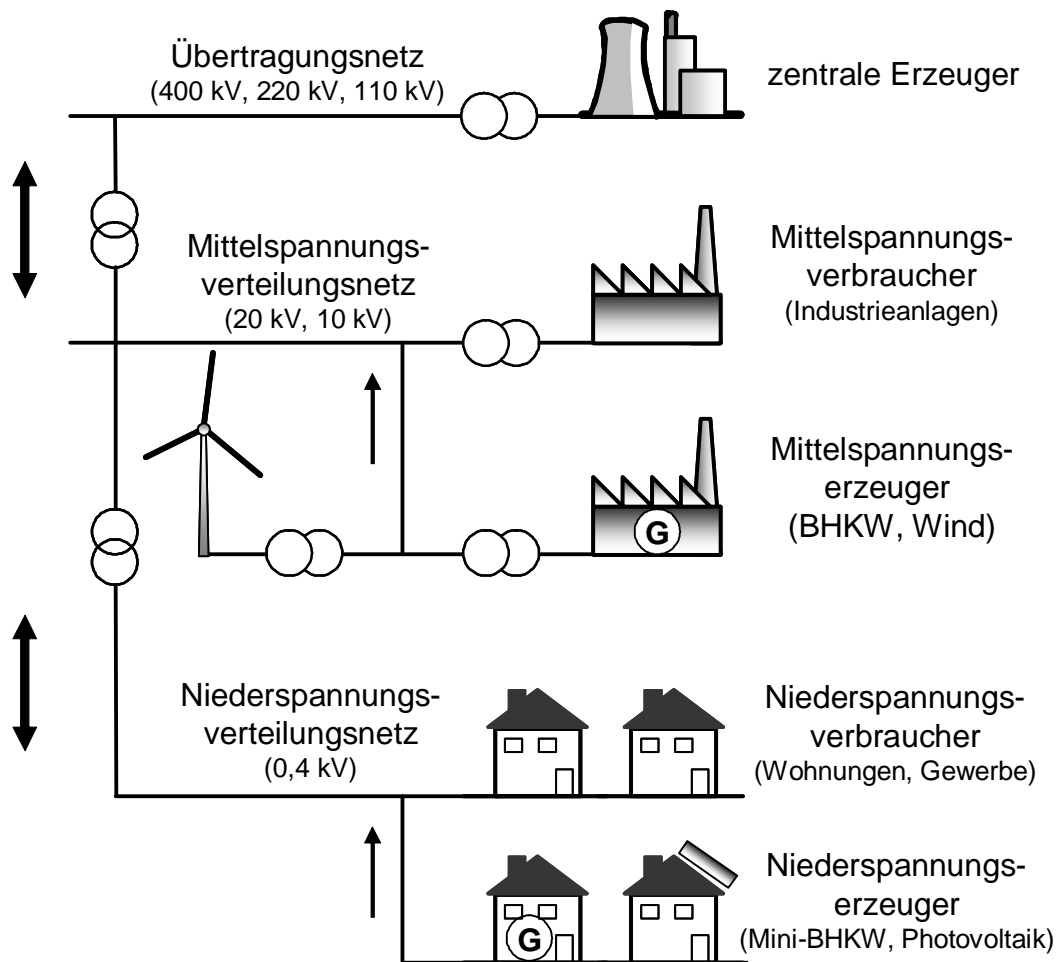


Abbildung 2: Prinzip der dezentralen elektrischen Energieerzeugung und -verteilung

Aufgrund der dezentralen Energieeinspeisung auf allen Spannungsebenen ergibt sich keine klare Energieflussrichtung mehr, was z. B. in der Netzschutztechnik Probleme bereiten kann [Jäger 2004]. Diese Struktur, in der ehemalige Verbraucher zu Erzeugern werden, bezeichnet man als Bottom-Up-Struktur. Die Folge ist, dass die bestehenden Netze für die neuen Anforderungen umgerüstet werden müssen.

Aufgrund der dezentralen Einspeisung ergeben sich aber auch neue Möglichkeiten und Potenziale. Mithilfe der dezentralen Einspeisung ist es möglich, Betriebsmittel zu entlasten und Übertragungsverluste zu vermindern. Dazu ist es notwendig, die dezentralen Energieerzeuger sinnvoll in das System zu integrieren. Im Ergebnis entsteht ein Smart-Grid, welches die Netzstruktur besser ausnutzt. Aber auch ein lokales Micro-Grid ist



denkbar, welches vollkommen ohne die vorgelagerten Netze auskommt. Ein Micro-Grid ist nur noch über einen Kuppelschalter mit dem vorgelagerten Netz verbunden, welcher jederzeit geöffnet werden kann. Allerdings ist die Betriebsführung im Gegensatz zum Smart-Grid wesentlich aufwendiger.

## **1.2 Thermische Energieversorgung**

Im Gegensatz zur elektrischen Energieversorgung erfolgt die Umwandlung der chemischen Energie in die Nutzenergie bei der thermischen Energieversorgung direkt beim Verbraucher. Die Energieträger wie Heizöl, Kohle und Holz sind einfach lagerfähig und transportierbar und werden direkt beim Verbraucher gelagert. Der Energieträger Erdgas wird über ein Leitungsnetz direkt zum Verbraucher transportiert. In einem Heizungs- bzw. Brennwertkessel erfolgt die Umwandlung der in den Energieträgern enthaltenen chemischen Energie unter einem hohen Wirkungsgrad zu der thermischen Energie. Mithilfe der Brennwerttechnologie sind Wirkungsgrade von bis zu 106 %, bezogen auf den unteren Heizwert, zu erreichen.

Des Weiteren sind in Ballungsgebieten auch Fernwärmenetze vorzufinden. Diese transportieren die thermische Energie von ihrem Erzeugungsort hin zu den Verbrauchern. Hierbei kommt die thermische Energie aus zentralen Heizstationen oder aus Kraftwerken, in denen die anfallende Abwärme bei der Stromproduktion zum Heizen genutzt wird. Mit diesen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist es möglich, den Gesamtwirkungsgrad eines Kraftwerks auf bis zu 90 % zu steigern. Allerdings ist die Errichtung eines Fernwärmenetzes mit hohen Investitionen verbunden und in bebauten Strukturen nachträglich nicht einfach einzufügen.

Kleinere Wärmenetze, sogenannte Nahwärmenetze, sind aufgrund ihrer lokalen Abgrenzung leichter zu errichten und versorgen bis zu einen Stadtteil mit thermischer Energie. Die thermische Energie ist hierbei die Abwärme aus BHKW, in denen ein Verbrennungsmotor einen Generator antreibt, der elektrische Energie erzeugt. Der Gesamtwirkungsgrad des Systems liegt wieder bei ca. 90 %, wobei die Investitionen immer noch sehr hoch sind. Die Höhe der Leistung kann durch modulierenden oder taktenden Betrieb beeinflusst werden, nicht jedoch das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeerzeugung. Möglich ist es auch, kleine KWK-Einheiten direkt in den zu versorgenden Objekten zu installieren.

### 1.3 Mini-Blockheizkraftwerke

Unter Mini-Blockheizkraftwerken versteht man kleine Heizkraftwerke, die für ein oder mehrere Ein- sowie Mehrfamilienhäuser oder einen kleinen Gewerbebetrieb in Kraft-Wärme-Kopplung gleichzeitig elektrische Energie und nutzbare Wärme zur Verfügung stellen. Die Umwandlung des Brennstoffs in die gewünschten Energieformen geschieht entweder mithilfe eines Verbrennungsmotors, der einen Generator antreibt und dessen Abwärme über Wärmetauscher die Nutzwärme zur Verfügung stellt, oder in einer Brennstoffzelle, die die elektrische Energie direkt produziert und deren Abwärme wieder die Nutzwärme darstellt. Bezüglich der elektrischen Leistung hat sich bislang jedoch noch keine einheitliche Definition durchgesetzt. Nach dem KWK-Gesetz werden als kleine KWK-Anlagen solche aufgefasst, deren elektrische Leistung maximal 2 MW beträgt [KWK 2004]. Die im Jahr 2004 verabschiedete EU-Richtlinie zur Förderung der KWK betrachtet Anlagen mit einer elektrischen Leistung von maximal 50 kW als KWK-Kleinstanlage [RL 2004]. Im Folgenden werden alle Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 50 kW als Mini-BHKW bezeichnet.

Der entscheidende Vorteil der Mini-BHKW gegenüber einer konventionellen Versorgung mit großen Wärmekraftwerken ist der höhere Gesamtwirkungsgrad sowie der damit verbundene geringere CO<sub>2</sub>-Ausstoß. Des Weiteren können durch die räumliche Nähe der Mini-BHKW zum Verbraucher Energieübertragungsverluste im elektrischen Netz vermindert werden. Zurzeit liegen die Übertragungsverluste im elektrischen Netz bei ca. 4 % [VDEW 2006].

In mehreren technischen und rechtlichen Regelwerken sind die Rahmenbedingungen für den Anschluss und Betrieb eines Mini-BHKW festgelegt. Diese werden im Folgenden vorgestellt.

#### 1.3.1 Theoretische Grundlagen

Konventionelle KWK-Anlagen, die mit einer Wärmekraftmaschine arbeiten (Verbrennungsmotoren sowie Gas- und Dampfturbinen), sind in ihrer Effizienz durch den Carnot-Wirkungsgrad beschränkt. Beim Carnot-Kreisprozess erfolgt die Umwandlung der chemischen Energie im Brennstoff in mechanische und thermische Energie über einen Verbrennungsprozess.

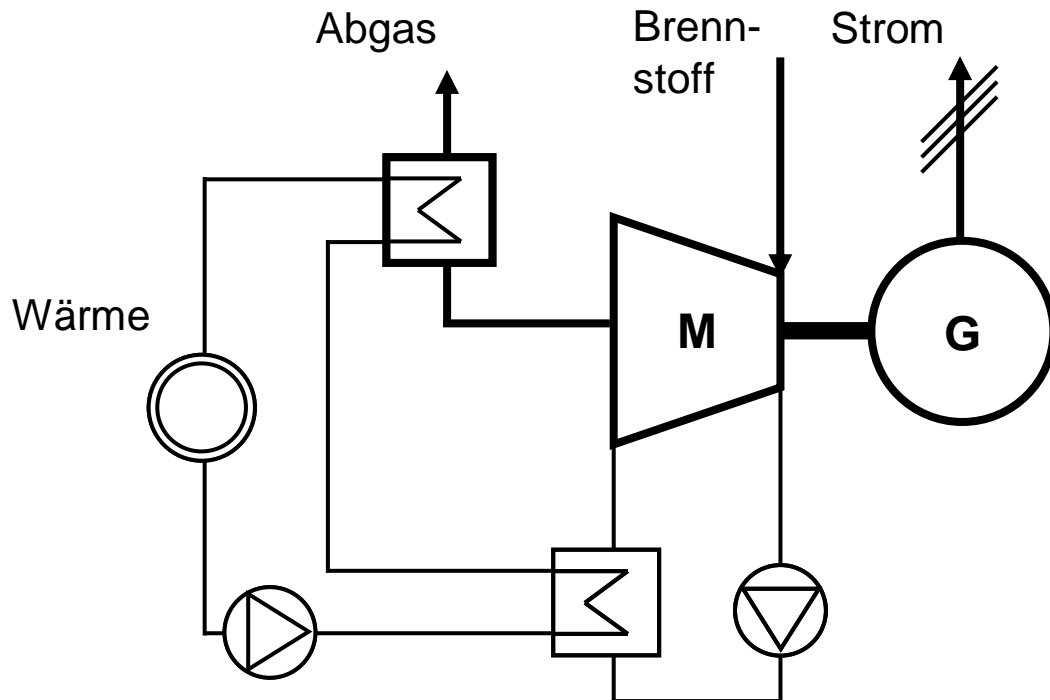


Abbildung 3: Schematische Darstellung einer verbrennungsmotorischen KWK-Anlage

Die Höhe des Wirkungsgrades hängt im Idealfall von den beiden Temperaturen ab, bei denen der Wärmeaustausch stattfindet. Dies ist die Temperatur  $T_2$  des Arbeitsmediums, beim Verbrennungsmotor also die höchste Temperatur des Gasgemisches, sowie die Temperatur  $T_1$  bei Austritt des Verbrennungsgases aus dem System, also die Abgas-temperatur [Vogel 1999].

$$\eta_{Carnot} = \frac{T_2 - T_1}{T_2} \quad (1.1)$$

Während beim Carnot-Kreisprozess die Umwandlung der chemischen Energie in mechanische bzw. elektrische Energie über ein Arbeitsgas geschieht, liegt bei der Energieumwandlung in Brennstoffzellen eine direkte Umwandlung von chemischer in elektrische Energie vor, wobei die Reaktion unter Wärmeabgabe erfolgt. Dadurch ist der Wirkungsgrad nicht auf den Carnot-Wirkungsgrad begrenzt. Der theoretische Wirkungsgrad bei einer Brennstoffzelle kann im Idealfall über die freie Reaktionsenthalpie  $\Delta G_T$  bei der Zellarbeitstemperatur  $T_Z$  und den Standardwert der Reaktionsenthalpie  $\Delta H_0$  wie folgt ermittelt werden [Schmitz 2002]:

$$\eta_{BSZ} = \frac{\Delta G_T}{\Delta H_0} \quad (1.2)$$

Der Wert  $\Delta H_o$  stellt die entsprechende Enthalpieänderung der Verbrennungsreaktion dar. In Elektrizität wird nur der energetische Anteil  $\Delta G_T$  umgewandelt.

Die oben angegebenen Wirkungsgrade sind theoretischer Natur und geben den maximal möglichen Wirkungsgrad der Energieumwandlungssysteme an. Hiermit lässt sich zwar eine Aussage über die Qualität des Systems machen, nicht aber über die realen Verhältnisse in einer KWK-Anlage. Dazu muss der reale Wirkungsgrad der Anlage herangezogen werden. Der thermische Wirkungsgrad  $\eta_{th}$  einer Anlage kann als das Verhältnis von abgeführter thermischer Nutzenergie und der zugeführten Brennstoffleistung definiert werden:

$$\eta_{th} = \frac{P_{th}}{P_{BSt}} \quad (1.3)$$

Bei dem Energieinhalt des verwendeten Brennstoffs ist zu berücksichtigen, ob die Anlage den Energieinhalt vollständig mit der Brennwerttechnologie ausnutzt. Der Unterschied zwischen einem Brennwertsystem und einem konventionellen System besteht darin, dass das Brennwertsystem auch die Kondensationswärme des Abgases weitgehend nutzt. Ist dies der Fall, so ist der untere Heizwert  $H_u$  auf den oberen Heizwert  $H_o$  wie folgt umzurechnen [Waldschmidt 2006]:

$$H_o = 1,1 * H_u \quad (1.4)$$

Der elektrische Wirkungsgrad der Anlage wird analog zum thermischen Wirkungsgrad definiert:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{P_{BSt}} \quad (1.5)$$

Zu beachten ist hierbei, dass im elektrischen Wirkungsgrad eventuell die Umwandlungsverluste von der mechanischen Energie in die elektrische Energie enthalten sind. Des Weiteren ist zu berücksichtigen, inwieweit der elektrische Wirkungsgrad den elektrischen Eigenverbrauch der Anlage mit einschließt.

Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage berechnet sich schließlich aus der Summe des elektrischen und thermischen Wirkungsgrades. Er wird als Brennstoffausnutzungsgrad bezeichnet:

$$\eta_{ges} = \frac{P_{el} + P_{th}}{P_{BSt}} \quad (1.6)$$

Um den Energieumwandlungsprozess der KWK-Anlage besser bewerten zu können, empfiehlt es sich, die Stromkennzahl  $\sigma$  mit anzugeben. Diese drückt das Verhältnis der elektrischen Leistung zur thermischen Leistung aus [Jungbluth 1996]:

$$\sigma = \frac{P_{el}}{P_{th}} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} \quad (1.7)$$

Abschließend kann mit dem Belastungsgrad das Verhältnis aus aktueller elektrischer Leistung im Teillastbereich zur elektrischen Nennleistungsabgabe eines KWK-Systems angegeben werden [Kretschmer 1994]:

$$\beta = \frac{P_{el,TL}}{P_{max}} \quad (1.8)$$

### 1.3.2 Verfügbare Technologien

Die verfügbaren und sich in der Entwicklung befindlichen Mini-BHKW-Technologien können in zwei Gruppen eingeteilt werden:

- Verbrennungsprozesse, in denen die energetische Umwandlung auf dem Carnot-Kreis-Prozess beruht, z. B. Kolben-, Stirling- und Dampfmaschinen sowie Gasturbinen. Diese Technologie ist in Seriengeräten verfügbar.
- Eine direkte Umwandlung der chemischen Energie in Elektrizität und Wärme in einer Brennstoffzelle. Diese Technologie wird zurzeit noch in Vorseriengeräten erprobt.

Aufgrund der kontinuierlichen Weiterentwicklung und Nutzung von Verbrennungsmotoren im letzten Jahrhundert bis heute ist diese Technologie sehr ausgereift und durchgängig am Markt verfügbar. So greift die Mehrzahl aller am Markt verfügbaren Mini-BHKW auf diese Technologie zurück. Ein großer Nachteil dieser Systeme ist es aber, dass die Stromkennzahl mit ca. 0,5 relativ klein ist. Deshalb geht die Entwicklung dahin, dass in Zukunft größere Stromkennzahlen erreicht werden, die ca. bei eins liegen. Mit einer höheren Stromkennzahl lässt sich eine höhere jährliche Volllaststundenanzahl erreichen. In der Konsequenz läuft die BHKW-Anlage mit einer hohen Stromkennzahl länger, um die gewünschte thermische Energie zu produzieren. Dadurch ergibt sich z. B. im Sommer eine längere Laufzeit, in der ebenfalls elektrische Energie produziert werden kann. Zur Erreichung dieses Ziels ist es notwendig, den Carnot-Kreisprozess zu umgehen. Deswegen arbeiten zurzeit viele Hersteller an der Entwicklung von Mini-

BHKW, die auf der Brennstoffzellentechnologie basieren. Ein weiterer Vorteil ist der einfachere Umstieg auf den Energieträger Wasserstoff, was aus heutiger Sicht ein Nachteil ist, denn dieser muss zurzeit aufwendig aus Erdgas oder Wasser hergestellt werden. Dieser Prozess ist neben dem eigentlichen Brennstoffzellenstack, der noch nicht die gewünschte Lebensdauer von bis zu 40.000 h erreicht, sehr störanfällig. Neben der noch nicht marktreifen Technologie sind die Kosten des Systems auch noch nicht gegenüber der konventionellen Technologie konkurrenzfähig. Aufgrund dieser technischen Problematiken sowie des ökonomischen Aspektes dürfte eine Serienfertigung und erfolgreiche wirtschaftliche Markteinführung in den nächsten Jahren unwahrscheinlich sein. Vielmehr ist dies erst im nächsten Jahrzehnt zu erwarten. Kurzfristig werden wahrscheinlich nur größere Feldtests anlaufen, die von staatlichen Organisationen wie der EU oder von Firmen finanziert werden.

Mini-BHKW			
Technik	Brennstoffzelle	Verbrennungsmotor	Stirlingmotor
Leistungsbereich	größer 1 kW <sub>el</sub>	größer 4 kW <sub>el</sub>	größer 0,5 kW <sub>el</sub>
elektrischer Wirkungsgrad	25 - 35 %	20 - 30 %	5 – 25 %
thermischer Wirkungsgrad	45 - 55 %	55 - 65 %	70 - 85 %
Dynamik bei Lastwechsel	Mit Reformer: min – h	min	min
Stromkennzahl	0,4 - 0,8	0,3 - 0,5	0,05 – 0,4
Temperaturniveau	größer 80 °C	70 – 90 °C	ca. 65 °C
Investitionskosten	2.500 – 5.000 €/ kW <sub>el</sub> (anvisiert)	1.500 – 3.500 €/ kW <sub>el</sub>	2.500 – 3.500 €/ kW <sub>el</sub>

Tabelle 1: Prinzipieller Vergleich der Mini-BHKW-Technologien

### 1.3.3 Hausintegration und Dimensionierung

Mini-BHKW werden als Ersatz oder als Ergänzung zur konventionellen Heizungsanlage in der Haustechnik eingesetzt. Der prinzipielle Aufbau einer solchen Anlage zur Hausenergieversorgung ist allen Konzepten von Mini-BHKW gemein und teilt sich auf in das

eigentliche Mini-BHKW, welches über einen Gashausesanschluss oder über einen Vorratsbehälter den Brennstoff erhält. Zusätzlich ist ein Wärmespeicher installiert, der die überschüssige Wärme des BHKW speichern kann und somit die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion teilweise entkoppelt. Geht der Wärmebedarf des Objektes über die Nennleistung der Mini-BHKW-Anlage hinaus, so wird dieser mithilfe eines Spitzenlastkessels gedeckt. Bei größeren BHKW-Einheiten ist eine Versorgung anliegender Objekte mit Wärme über ein Nahwärmenetz denkbar. Außerdem bleibt das Objekt weiterhin mit dem öffentlichen Stromnetz gekoppelt. Je nach Betriebsart des Mini-BHKW bzw. dem Strom- und Wärmebedarf des Objektes erfolgt ein Strombezug oder eine Strom einspeisung. Die folgende Abbildung stellt den beschriebenen Aufbau einer BHKW-Hausanlage schematisch dar:

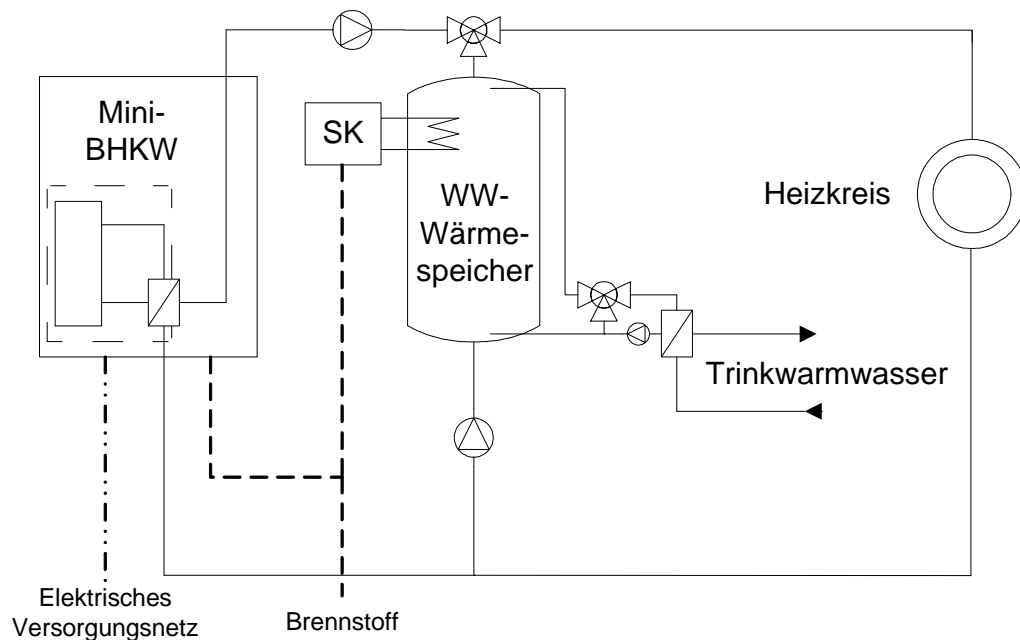


Abbildung 4: Integration eines Mini-BHKW in die Haustechnik

Entscheidend für die Dimensionierung einer solchen Anlage ist der Verlauf des Strom- und Wärmebedarfs über die Zeit. Ideal aus technischer und wirtschaftlicher Sicht ist es, wenn über das ganze Jahr ein konstanter Wärmebedarf vorhanden ist. Nach diesem Bedarf richtet sich dann die thermische Leistung des Mini-BHKW, die aus der thermischen Jahresdauerlinie des Objektes entnommen werden kann, siehe Abbildung 5.

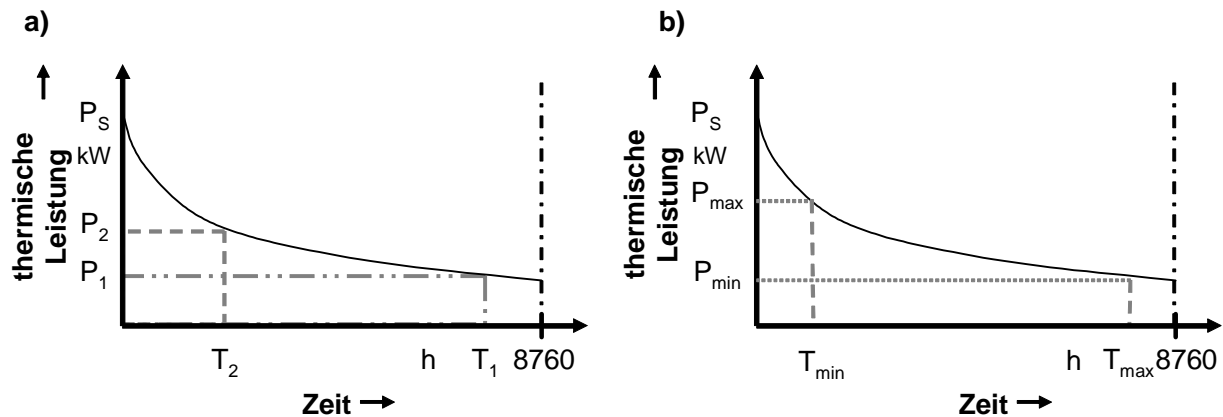


Abbildung 5: Auslegung eines Mini-BHKW mit fester (a) und variabler (b) Leistung anhand der thermischen Jahresdauerlinie

Damit das Mini-BHKW eine hohe Betriebsstundenanzahl in einem Jahr erreicht, sollte sich die Leistung an der thermischen Grundlast ( $P_1$ ) orientieren. Bei einer zu hohen thermischen Leistung ( $P_2$ ) ist die jährlich Laufzeit ( $T_2$ ) des Mini-BHKW zu gering. Die Folge ist ein stark taktender Betrieb, der die Lebensdauer der Anlage verringert, sowie eine verminderte Wirtschaftlichkeit. Ist das Mini-BHKW in der Lage, die Leistung zu modulieren, so sollte sich die minimale Leistung ( $P_{\min}$ ) an der Grundlast orientieren. Durch die Modulation ist das Mini-BHKW in der Lage, eine hohe jährliche Betriebsstundenanzahl sowie eine hohe thermische Lastabdeckung zu erreichen. Nachteilig sind der schwankende Wirkungsgrad über den Lastverlauf sowie ein höherer Verschleiß durch die Modulation. Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht ist die Dimensionierung der Anlage so auszulegen, dass sich eine jährliche Betriebsstundenanzahl von mindestens 5.000 h/a ergibt.

Die Bereitstellung der thermischen Spitzenleistung ( $P_P$ ) erfolgt teilweise über den thermischen Speicher, wenn die Speichertemperatur über der gewünschten Vorlauftemperatur liegt oder durch den Spitzenlastkessel. Dessen thermische Leistung orientiert sich an der Differenz aus dem Spitzenbedarf und der thermischen maximalen Leistung des Mini-BHKW.

Für ein Einfamilienhaus, das die Wärmeschutzverordnung 95 erfüllt, ergibt sich für Mini-BHKW-Anlagen eine thermische Leistung von ca. 2-3 kW und eine elektrische Leistung von ca. 1 kW. Bei Mehrfamilienhäusern, die die Wärmeschutzverordnung 95 erfüllen, liegt die thermische Leistung bei 10-20 kW und die elektrische Leistung bei 5-10 kW [Pehnt 2002]. Für zukünftige Objekte ist die thermische Leistung noch kleiner, da diese durch die bessere Wärmeisolation weniger thermische Energie benötigen. Eine weitere



entscheidende Größe ist die Stromkennzahl „ $\sigma$ “. Zurzeit liegt Sie im Schnitt für alle Anlagentypen bei ca. 0,4, siehe Tabelle 1. Ziel für die zukünftige Entwicklung ist eine höhere Stromkennzahl, die im Idealfall dynamisch angepasst werden kann. Dadurch wäre in gewissen Grenzen das Verhältnis zwischen elektrisch und thermisch produzierter Energie steuerbar und es ergäbe sich dadurch eine bessere Auslastung der Mini-BHKW-Anlage.

Mithilfe von Wärmespeichern erfolgt die Anpassung des Mini-BHKW an den elektrischen und thermischen Bedarf des Objektes. Des Weiteren hat der Wärmespeicher die Aufgabe, die Energie für die Trinkwarmwasseraufbereitung mit zu speichern sowie zum Teil die Spitzenlast im Winter mit zu übernehmen. Die Größe des Wärmespeichers muss für jedes Objekt individuell angepasst werden, wobei sich die Größe von 500-750 l für Einfamilienhäuser und 1000 l für Mehrfamilienhäuser als günstig erwiesen hat. Solche Wärmespeicher auf Basis von Wasser erreichen Wirkungsgrade von bis zu 95 % [Hollmann 2006].

### **1.3.4 Betriebsweisen**

Nach welchen Kriterien die Anlage Energie produziert, ist von der gewählten Betriebsart abhängig. Im Folgenden werden diese kurz vorgestellt:

#### Stromgeführte Betriebsweise:

In dieser Betriebsweise folgt die Anlage dem elektrischen Lastgang des Wohngebäudes. Liegt die benötigte elektrische Leistung unter der Mindestleistung oder über der Höchstleistung der Anlage, so wird Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen. Die Anlagen haben eine elektrische Mindestleistung, ab der sie erst betrieben werden können. Stromrückspeisung findet in dieser Betriebsweise nicht statt.

Kann der thermische Bedarf nicht von der Anlage gedeckt werden, wird ein Zusatzbrenner aktiviert. Wird mehr thermische Energie geliefert als benötigt, dies ist vor allem in den Sommermonaten der Fall, so muss diese Überschusswärme wenn möglich gespeichert oder an die Umgebung abgeführt werden. Des Weiteren ist es möglich, die Anlage abzuschalten.

#### Wärmegeführte Betriebsweise:

Die Anlage folgt dem Wärmebedarf des Wohngebäudes. Oberhalb oder unterhalb ihrer Nenn-/ Mindestleistung wird der thermische Bedarf mit dem Zusatzbrenner gedeckt. Bei

dieser Betriebsart wird kein Wärmespeicher benötigt. Des Weiteren findet sowohl Strombezug als auch Stromrückspeisung statt.

### Kostenoptimierte Betriebsweise:

Der Betrieb der Anlage orientiert sich an dem elektrischen und thermischen Lastverlauf der nächsten 24 Stunden, aus dem die kostengünstigsten Betriebspunkte ermittelt werden. Dabei finden die vorher festgelegten Strompreise für Bezug, Einspeisevergütung, Brennstoffpreis sowie Verschleiß der Anlage Berücksichtigung bei der Ermittlung des Mini-BHKW-Fahrplans.

### Peakshaving:

Sind im Netz Lastspitzen vorhanden, so wird der Volllastbetrieb der Anlage erzwungen, um diese zu glätten. Die Kontrolle des Anlagenverbundes liegt dabei entweder beim Netzbetreiber, beim Energieversorger oder bei einem dritten Unternehmen. Die Motivation hierbei ist, dass entweder ein Netzengpass vorliegt oder dass in Spitzenzeiten die dezentrale Stromproduktion günstiger ist als Spitzenenergie am freien Markt.

### Netzorientierte Betriebsweise:

Bei der netzorientierten Betriebsweise, die auf der wärmegeführten aufbaut, hat die Deckung des Objektes mit thermischer Energie oberste Priorität. Allerdings sollen hier auch die aktuellen Bedürfnisse des Netzes wie Engpassmanagement oder Lieferung von Spitzenleistung mit Berücksichtigung finden. Um die Bedürfnisse bei der Energieproduktion mit berücksichtigen zu können, muss die Steuerung des Mini-BHKW diese kennen. Hierzu ist es notwendig, dass das Mini-BHKW dafür entsprechende Regelungssignale, wie Höhe der gewünschten Leistung zu einer bestimmten Zeit, vom Netzbetreiber oder vom Energieversorgungsunternehmen (EVU) bekommt. Eine aufwändige Kommunikationsstruktur, wie sie beim Virtuellen Kraftwerk notwendig ist, soll dabei umgangen werden.

Aus den Forderungen des Objektes und des Netzes erfolgt die Ermittlung der optimalen Betriebsweise, um den Anforderungen beider Systeme zu genügen.

### Virtuelles Kraftwerk:

Wird eine Vielzahl von dezentralen Energieanlagen über eine Kommunikationsschnittstelle gekoppelt und in das Lastmanagement des Energieversorgers eingebunden, so spricht man von einem virtuellen Kraftwerk. Durch die dezentrale redundante Struktur und die zentrale Steuerung der Anlagen wird die Versorgungssicherheit erhöht. Aller-

dings ist hierfür ein hoher Aufwand für die Installation der Kommunikationsstruktur notwendig.

	strom- geführt	wärme- geführt	kosten- optimiert	peak- shaving	netz- orientiert	virtuelles Kraftwerk
Ausrichtung am Versorgungsobjekt	+	+	+	-	+	-
Ausrichtung am übergeordneten Netz	-	-	-	+	+	+
Ausrichtung an den Energiepreisen	-	-	0	0	0	0

Tabelle 2: Berücksichtigte Randbedingungen bei den verschiedenen Betriebsstrategien

Eine Bewertung der einzelnen Betriebsstrategien anhand der Parameter Ausrichtung am Objekt, Netz und den Energiepreisen zeigt, dass die netzorientierte Fahrweise am besten alle drei Bedürfnisse zusammenfasst, siehe Tabelle 2.

## 1.4 Rechtliche Rahmenbedingungen

Der technische und wirtschaftliche Betrieb einer BHKW-Anlage ist durch mehrere Gesetze und Bestimmungen geregelt. Bei einer Systembetrachtung ist es daher notwendig, die Einflüsse und Auswirkungen der einzelnen Bestimmungen auf das Gesamtsystem zu analysieren und zu bewerten.

BHKW-Anlagen werden aufgrund der effizienten Primärenergieausnutzung finanziell gefördert. Die Höhe der Förderung ist für die verschiedenen Anlagentypen unterschiedlich und wird durch zwei Gesetze in Deutschland geregelt. Eine kurze Vorstellung erfolgt in den kommenden Abschnitten.

Erfolgt darüber hinaus eine Entwicklung von neuen Geschäftsstrukturen für Mini-BHKW, so müssen auch die rechtlichen Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft hier Berücksichtigung finden.

Aus technischer Sicht ist eine Festlegung der zu erfüllenden technischen Parameter einer BHKW-Anlage notwendig, damit diese in das heutige Energieversorgungssystem einfach integriert werden kann.

### 1.4.1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Am 01.04.2002 ist das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung in Kraft getreten. Ziel des Gesetzes, welches das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 12. Mai 2000 ersetzt, ist die Sicherung, Modernisierung und der Ausbau der ressourcenschonenden und klimafreundlichen Form der Energieerzeugung sowie die Markteinführung der Brennstoffzelle [KWK 2004].

Gefördert wird der Strom, betreiberneutral, der im gekoppelten Betrieb gleichzeitig mit Nutzwärme erzeugt wird. So soll gerade der CO<sub>2</sub>-sparende KWK-Betrieb begünstigt werden.

Die Vergütung einer elektrischen Kilowattstunde, die in ein öffentliches Netz eingespeist wird, besteht aus einem Markt-Element und einem fixen Zuschlag. Das Markt-Element ist der durchschnittliche Basisloadpreis an der Strombörse in Leipzig des jeweils letzten Quartals zuzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Des Weiteren sind BHKW-Anlagen von der zusätzlichen Mineralölsteuer vom 01.01.2003 (Gas 0,366 Cent/kWh(H<sub>o</sub>)) bei einem Jahresnutzungsgrad der Anlage von mind. 60 % und ab 70 % von der kompletten Mineralölsteuer (Gas 0,55 Cent/kWh(H<sub>o</sub>)) befreit [EnergieStg 2006]. Je nach Wirkungsgrad der Anlage ergibt sich somit eine um ca. 2 Cent/kWh erhöhte Vergütung. Die resultierende Höhe der Gesamtförderung für Mini-BHKW mit einer elektrischen Leistung bis zu 50 kW sowie Brennstoffzellenanlagen ist in der Abbildung 6 dargestellt. Diese Vergütungsstruktur ist für 10 Jahre nach Inbetriebnahme der Anlage festgeschrieben und gilt nur für Anlagen, die vor 2009 in Betrieb genommen werden. Für Brennstoffzellenanlagen ist dagegen keine Einschränkung hinsichtlich des Zeitpunktes der Inbetriebnahme vorgegeben.

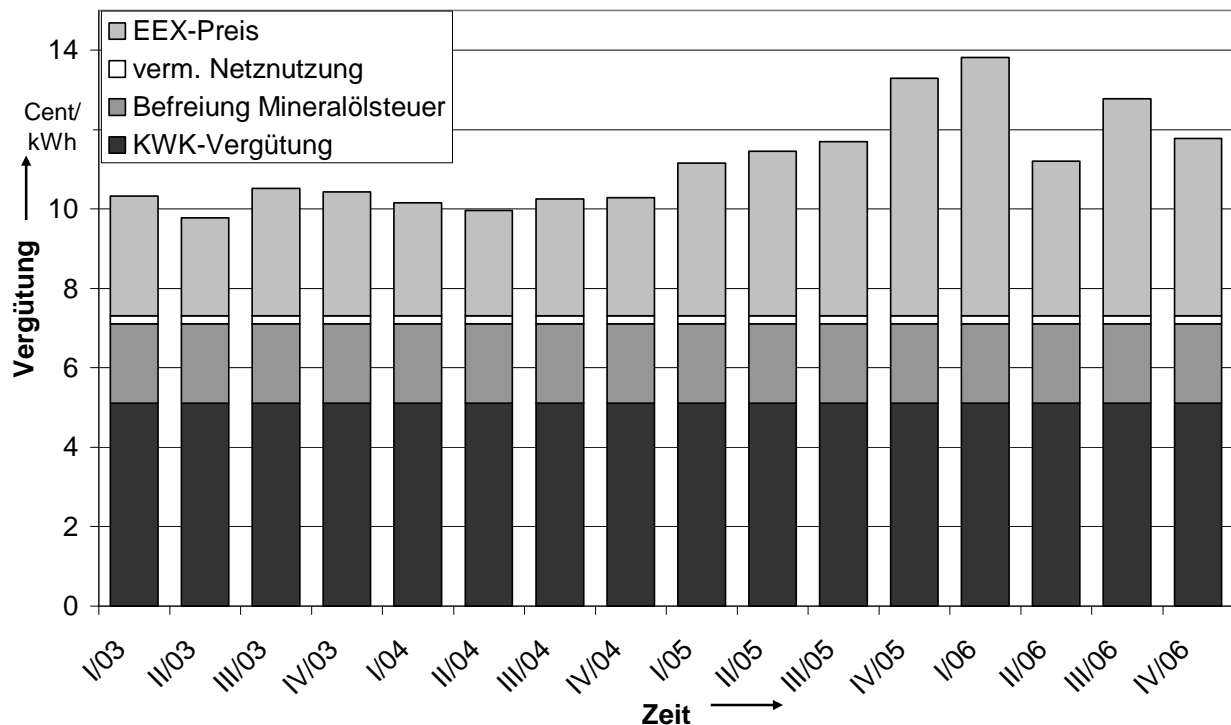


Abbildung 6: Zeitliche Entwicklung der Höhe der KWK-Förderung für Mini-BHKW [KWK 2004]

Auch größere KWK-Einheiten sind nach dem KWK-Gesetz förderungsfähig. Für Anlagen unter 2 MW sind die Vergütungssätze jedoch geringer. Bei Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 2 MW werden nur noch Bestandsanlagen gefördert. Somit erfolgt keine Förderung von Neuanlagen mit einer elektrischen Leistung von über 2 MW.

Jedoch hat sich die Wirtschaft gegenüber der Bundesregierung verpflichtet, den Neubau von KWK-Anlagen aus eigener Kraft voranzutreiben. Allerdings ist eine Novellierung des KWK-Gesetzes in den nächsten Jahren aufgrund des mangelnden Ausbaus von KWK-Anlagen zu erwarten.

#### 1.4.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Mithilfe des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 21. Juli 2004 soll das Ziel der Bundesregierung, die Erhöhung des Anteils regenerativer Energiequellen an der Stromerzeugung auf mindestens 12,5 % im Jahr 2010 und auf mindestens 20 % 2020, erreicht werden [EEG 2004]. Das EEG 2004 löste das EEG 2000 vom 1. April 2000 ab, was wiederum das „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“ (kurz Stromeinspeisungsgesetz) vom 07.12.1990 ablöste.

Das Förderungsprinzip des EEG beruht auf festen Vergütungssätzen für jede eingespeiste Kilowattstunde aus den förderungsfähigen Anlagen. Dabei sind die Vergütungssätze über einen Zeitraum von 20 Jahren nach Inbetriebnahme der Anlage festgelegt. Des Weiteren sinken die Vergütungssätze jedes Jahr für neue Anlagen zwischen 1 bis 6,5 %-Punkte, um die Stromgestehungskosten aus den erneuerbaren Energien an die aus dem konventionellen System anzugleichen. Förderungsfähig sind Anlagen, die erneuerbare Energien in elektrische Energie umwandeln wie Biomasse-, Geothermie-, Photovoltaik-, Wasserkraft- und Windkraftanlagen.

Werden BHKW nicht mit konventionellen Treibstoffen betrieben, sondern mit Kraftstoffen aus Biomasse, fallen sie unter das EEG und nicht mehr unter das KWK-Gesetz. Die Grundvergütung beträgt dann für Strom aus Anlagen, die ausschließlich mit Biomasse betrieben werden und weniger als 150 kW elektrische Leistung haben, 11,5 Cent/kWh.

Hinzu kommt der sogenannte „Nachwachsende Rohstoffe“ (NawaRo) Bonus von 6 Cent/kWh. Er gilt, wenn der Strom ausschließlich aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen kommt, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden [EEG 2004].

Die Vergütung erhöht sich bei Stromerzeugung aus Biomasse-BHKW um 2 Cent/kWh, wenn die anfallende Wärme mit genutzt wird.

Vergütung		2006	2007	2008	2009	2010
Grundvergütung (Cent/kWh)		11,16	10,99	10,83	10,67	10,51
NAWARO (Cent/kWh)		6	6	6	6	6
KWK-Bouns (Cent/kWh)		2	2	2	2	2
Gesamtvergütung (Cent/kWh)		19,16	18,99	18,83	18,67	18,51

Tabelle 3: Zeitliche Entwicklung der Höhe der Vergütung für Biomasse-BHKW [EEG 2004]

### 1.4.3 Stromnetzentgeltverordnung

In der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen werden die Methoden zur Bestimmung der Entgelte, die für den Zugang zu den

Übertragungs- und Verteilnetzen erhoben werden, geregelt. Die Entrichtung des Netzentgeltes für die Netz- oder Umspannebene, an die der Netzkunde angeschlossen ist, berechtigt den Netzkunden für die Nutzung aller vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen ohne die Entrichtung eines zusätzlichen Entgeltes. Diese Art der Preisgestaltung basiert auf dem Prinzip der Kostenwälzung. Kosten der Netz- oder Umspannebene werden anteilig auf nachgelagerte Ebenen weiterverteilt, soweit die Kosten nicht der betrachteten Netz- oder Umspannebene zuzuordnen sind. Begonnen wird die Kostenwälzung bei der höchsten Spannungsebene des Netzbetreibers.

Netzentgelte richten sich in ihrer Höhe einzig nach der Spannungs- oder Umspannebene, an die der Netznutzer mit seiner Entnahmestelle an das Versorgungsnetz angeschlossen ist, der Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle sowie den Messvorrichtungen der Entnahme. Eine Entnahmestelle ist definiert als „Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene durch [...] Weiterverteiler“ [StromNEV 2005]. Grundsätzlich besteht das Netzentgelt aus einem Jahresleistungs- und einem Arbeitsentgelt. Das Leistungsentgelt bestimmt sich aus dem Produkt Jahresleistungspreis und Jahreshöchstleistung der Entnahmestelle im Abrechnungsjahr. Der Arbeitspreis multipliziert mit der entnommenen elektrischen Arbeit ergibt das Arbeitsentgelt. Des Weiteren ist für jede Entnahmestelle ein Entgelt für Messung und Abrechnung zu entrichten. Die Einspeisung elektrischer Energie wird nicht mit einem Netzentgelt berechnet [StromNEV 2005].

Speist eine dezentrale Energieerzeugungsanlage z. B. in das Niederspannungsnetz ein, so vermindert sie den Energietransport durch die vorgelagerten Netze. Somit ergibt sich ein Anspruch auf Zahlung vermiedener Netzentgelte gemäß § 18 Stromnetzentgeltverordnung für alle dezentralen Anlagen, die nicht nach dem EEG vergütet werden.

Die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte orientiert sich an der vorgelagerten Netz- bzw. Umspannebene. Speist eine Anlage in ein Niederspannungsnetz ein, so sind die Netzentgelte der Umspannung Mittel- zur Niederspannung für die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte ausschlaggebend.

Die vermiedenen Netzentgelte werden dem dezentralen Erzeuger zugesprochen und dem Netzbetreiber abgezogen. Damit ändern sich bei konstanten vorgelagerten Netznutzungspreisen die Entgelte für die entnehmenden Kunden innerhalb der Netzebene durch die dezentrale Einspeisung nicht. Es ändert sich lediglich die Aufteilung der Kostenpositionen zwischen vorgelagerten Netzentgelten und vermiedenen Netzentgelten.

### 1.4.4 Wärmeschutzverordnung

Um den Energieverbrauch von Gebäuden weiter einzuschränken, sind mehrere aufeinander aufbauende Wärmeschutzverordnungen von der Bundesregierung erlassen worden. Ziel ist es, den Endenergiebedarf an Wärme bzw. Kälte für Wohn- und Verwaltungsgebäude kontinuierlich zu senken. Die erste Wärmeschutzverordnung wurde erstmals 1977 als Folge des 1976 vom Bundestag beschlossenen Energieeinsparungsgesetzes eingeführt. Ihre Zielsetzung war, vor dem Hintergrund steigender Energiepreise, mithilfe von baulichen Maßnahmen den Endenergieverbrauch von Gebäuden zu reduzieren. Allerdings enthielt die Wärmeschutzverordnung 1977 hauptsächlich Vorgaben für den Endenergiebedarf Wärme als für den Endenergiebedarf Kälte. Die Wärmeschutzverordnung wurde 1984 und 1995 novelliert. Seit dem 1. Februar 2002 ist sie durch die Energieeinsparverordnung abgelöst, die erstmals die Wärmeschutzverordnung und die Heizungsanlagenverordnung vereint.

Alle Neubauten und Umbaumaßnahmen an Gebäuden müssen entsprechend der in der jeweils gültigen Fassung der Wärmeschutzverordnung gemachten Vorgaben durchgeführt werden. Wichtigste Vorgaben sind dabei die maximal zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten für die einzelnen Bauteile sowie der maximale Jahres-Heizwärmebedarf pro Quadratmeter bezogen auf das Verhältnis der wärmeübertragenden Umfassungsfläche zum hiervon eingeschlossenen Bauwerksvolumen. Hieraus lässt sich direkt ableiten, dass Mehrfamilien- und Reihenhäuser einen kleineren Wärmebedarf haben als Einfamilienhäuser.

Bei der Trinkwarmwasserzubereitung (TWW) sind hinsichtlich des Energiebedarfs keine großen Senkungspotenziale. Zwar hat sich auch hier durch eine bessere Leitungsisolation der Wärmebedarf verringert, dieser wird jedoch durch Komforteinrichtungen wie z.B. die Warmwasserzirkulation kompensiert [Hutter 2000]. Für den täglichen Energiebedarf zur Wassererwärmung können pro Person 2 kWh pro Tag veranschlagt werden [Schramek 1997].



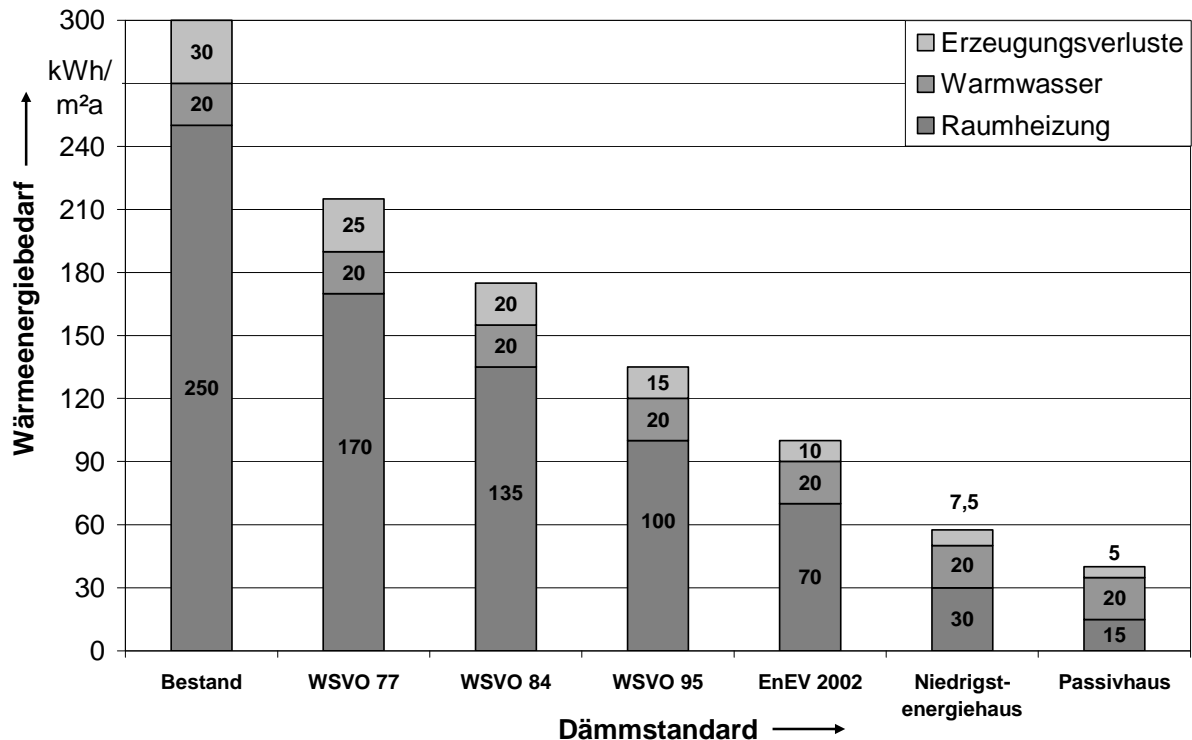


Abbildung 7: Zeitliche Entwicklung des jährlichen Wärmebedarfs in kWh/m²  
für Ein- und Zweifamilienhäuser [Kühl 2004]

Im Gegensatz zu den Wärme- und Energieeinsparverordnungen sind die Wärmedämmstandards „Niedrigstenergiehaus“ und „Passivhaus“ nicht gesetzlich geregelt. Allgemein wird das Niedrigstenergiehaus darüber definiert, dass pro Quadratmeter Nutzfläche nicht mehr als drei Liter Heizöl pro Jahr verbraucht werden. Der Wärmestandard „Passivhaus“ leitet sich daraus ab, dass im Wesentlichen die "passive" Nutzung der vorhandenen Wärme aus der Sonneneinstrahlung durch die Fenster sowie die Wärmeabgabe von Geräten und Bewohnern ausreicht, um das Gebäude während der Heizperiode auf angenehmen Innentemperaturen zu halten.

#### 1.4.5 Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

Die technischen Anschlussbedingungen, die eine dezentrale Energieerzeugungsanlage für den Anschluss an das Niederspannungsnetz erfüllen muss, sind in der Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ des VDEW festgehalten. Darunter fallen Wasserkraft-, Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie BHKW und Brennstoffzellen, die parallel am Niederspannungsnetz betrieben werden.

Die Netzankopplung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) erfolgt entweder ein- oder dreiphasig. Dabei dürfen Eigenerzeugungsanlagen mit einer Nennscheinleistung kleiner 4,6 kVA einphasig angeschlossen werden. Der Anschluss von Anlagen mit einer größeren Nennscheinleistung muss dreiphasig erfolgen [VDEW 2001 a].

Am Netzanschlusspunkt ist dabei unter Berücksichtigung der Netzverhältnisse, der Einspeiseleistung und der Betriebsweise der Erzeugungsanlage sicherzustellen, dass die Anlage keine unzulässigen Netzurückwirkungen wie Oberschwingungsemissionen und Flicker verursacht. Der Betrieb der Eigenerzeugungsanlage ist unter diesem Aspekt generell zulässig, wenn nachgewiesen wurde, dass die Anlage die Anforderungen der EN 61000-3-2/3/11/12 erfüllt [VDEW 2001 a].

Die Anlage muss über eine dem Personal des Versorgungsnetzbetreibers jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion verfügen. Auf diese kann nur verzichtet werden, wenn die Anlage über eine ein- oder dreiphasige „Einrichtung zur Netzüberwachung mit jeweils zugeordnetem Schaltorgan in Reihe“ (kurz ENS) [VDEW 2001 a] oder über einen dreiphasigen Spannungsrückgangsschutz verfügt. Die ENS misst neben der Spannung und der Frequenz auch die Netzimpedanz [VDE 2006]. Dadurch wird die notwendige Sicherheit erreicht, damit auf eine frei zugängliche Trennstelle verzichtet werden kann.

Des Weiteren muss ein Kuppelschalter vorhanden sein, der die Anlage in folgenden Fällen, siehe Tabelle 4 automatisch allpolig und galvanisch vom Netz trennt. Der Kuppelschalter kann auch durch die ENS realisiert sein [VDEW 2001 a].

Die Zuschaltung des Kuppelschalters muss so lange verhindert werden, bis die Netzspannung über dem Ansprechwert des Spannungsrückgangsschutzes liegt. Die Zuschaltung sollte zum Schutz der Anlage im Minutenbereich verzögert sein [VDEW 2001 a].

Der Netzanschlusspunkt wird unter Berücksichtigung der gegebenen Netzverhältnisse, der Leistung und der Betriebsweise der Eigenerzeugungsanlage sowie der berechtigten Interessen des Betreibers vom Versorgungsnetzbetreiber festgelegt. Damit soll sichergestellt werden, dass die Eigenerzeugungsanlage ohne störende Rückwirkungen betrieben und die Versorgung anderer Kunden nicht beeinträchtigt wird [VDEW 2001 a].

Funktion	Einstellbereich
Spannungsrückgangsschutz (gemessen Außenleiter gegen Neutralleiter)	1,00 bis 0,70 $U_N$
Spannungssteigerungsschutz (gemessen Außenleiter gegen Neutralleiter)	1,00 bis 1,15 $U_N$
Frequenzrückgangsschutz	50 bis 47 Hz
Frequenzsteigerungsschutz	50 bis 52 Hz

Tabelle 4: Schutzkriterien, die auf den Kuppelschalter wirken [VDEW 2001 a]

## 2 Elektrische und thermische Lastprofile

### 2.1 Grundlagen

Zur Dimensionierung und für den Betrieb von Energieversorgungseinrichtungen ist die Kenntnis des Energiebedarfs bzw. -verlaufs über die Zeit der einzelnen Kundengruppen notwendig. Um das Verhalten und die Auswirkungen von Mini-BHKW auf das Energieversorgungssystem abschätzen zu können, wird der Betrieb eines dieser Systeme simuliert. Dazu müssen geeignete Eingangsdaten vorliegen. Bei der Betriebssimulation von Mini-BHKW sind dies neben den technischen Parametern der Mini-BHKW-Anlage der elektrische und thermische Jahresverbrauch des Objektes sowie der zeitliche Verlauf des Energieverbrauchs.

Der jährliche Energieverbrauch eines Objektes lässt sich über den jährlich vom Energieversorger abgelesenen Zählerstand ermitteln. Über den genauen zeitlichen Verlauf geben Zeitreihen, bei denen in jeder zeitlichen Periode ein Leistungswert zugeordnet ist, in Form von repräsentativen Lastprofilen oder gemessenen Lastgängen Aufschluss. Hierbei wird zwischen den Begriffen Lastgang und Lastprofil folgendermaßen differenziert:

- Bei Kunden erfolgt die Messung der Leistung über diskrete Zeitabstände. Daraus ergibt sich der Lastgang, der zur Abrechnung zugrunde gelegt wird.
- Liegt kein Lastgang vor, so erfolgt der Einsatz von repräsentativen Lastprofilen. Der Einsatz von Lastprofilen erfolgt beim Kleinkunden, bei dem sich eine Leistungsmessung aus wirtschaftlichen Gründen nicht lohnt [VDEW 2001 b].

Neben der Art der Darstellung lassen sich Lastgänge zusätzlich noch über die zeitliche Auflösung innerhalb des gegebenen Betrachtungszeitraumes unterscheiden. Hierunter ist der zeitliche Abstand zwischen zwei benachbarten Datenpunkten und damit die Anzahl der abgebildeten Werte gemeint. Abhängig vom Verwendungszweck ist darauf zu achten, dass einerseits die zeitliche Auflösung genügend fein gewählt wird, um kurzzeitig auftretende Lastspitzen nicht zu stark zu glätten, und andererseits die Datenmenge nicht zu groß wird. In der Energiewirtschaft hat sich ein Abtastungsintervall von 15 Minuten etabliert.

Die Darstellung kann als Lastkurve oder als Dauerlinie erfolgen. Bei der Lastkurve wird die Last in Abhängigkeit von der Zeit in einem Diagramm aufgetragen. Eine Dauerlinie ist eine Lastkurve, die nach Größe der vorgekommenen Leistungen sortiert ist. Sie gibt

Auskunft darüber, wie lange eine bestimmte Last im gesamten Betrachtungszeitraum vorgelegen hat. Dauerlinien beziehen sich meist auf den Betrachtungszeitraum von einem Jahr und werden dann Jahresdauerlinien genannt.

Der Verlauf des Lastgangs ist abhängig von der Größe des ausgewählten Versorgungsgebietes. Je höher die Anzahl der betrachteten Einzelverbraucher und damit auch die Größe des Versorgungsgebietes, desto geglätteter ist der Verlauf der zugehörigen Lastkurve. Dies verdeutlicht folgender Zusammenhang:

$$Y_{n(t)} = G_{(t)} + X_{(t)} \quad (2.1)$$

Mit

$$G_{(t)} = T_{(t)} + S_{(t)} + M_{(t)} + W_{(t)} + Tg_{(t)} \quad (2.2)$$

Die Komponente  $G_{(t)}$  stellt den fiktiven glatten Verlauf der Zeitreihe dar, welche von einer stochastischen Komponente  $X_{(t)}$  überlagert wird.  $G_{(t)}$  setzt sich aus der Trendkomponente  $T_{(t)}$ , die das Verhalten im lang- und mittelfristigen Bereich angibt, einer Saisonalkomponente  $S_{(t)}$ , die den Jahresgang abbildet, sowie den Monats-  $M_{(t)}$ , Wochen-  $W_{(t)}$  und Tageskomponenten  $Tg_{(t)}$  zusammen [Hartig 2001].

In der Komponente  $X_{(t)}$  sind die hochfrequenten Anteile sowie die Unsicherheiten der Messung und des Messaufbaus enthalten. Der Einfluss der einzelnen Verbraucher nimmt ab, wenn viele Verbraucher zusammengefasst betrachtet werden. Dies wird mithilfe des Gleichzeitigkeitsgrades beschrieben:

$$g = \frac{P_{\max}}{\sum_{i=1}^n P_{\max}} < 1 \quad (2.3)$$

Der Gleichzeitigkeitsgrad, auch Gleichzeitigkeitszahl oder Gleichzeitigkeitsfaktor genannt, berechnet sich aus dem Quotient der gemeinsamen Höchstleistung einer Anzahl von Verbrauchern und der Summe der Einzelhöchstleistungen dieser Verbraucher in der gleichen Zeitspanne. Bei einer größeren Anzahl gleichartiger Abnehmer kommt es trotz annähernd gleicher Lastverläufe durch zeitliche Verlagerung der Benutzung zu einer Verringerung der maximal benötigten Gesamtleistung. Es wird praktisch nicht die Summe der einzelnen Leistungen beansprucht, sondern ein um den Gleichzeitigkeitsfaktor geringerer Wert [Hartig 2001]. Diese Zusammenhänge können genutzt werden, um ein System zu beschreiben.

Im Weiteren ist es von Interesse, inwieweit bei zwei verschiedenen Lastgängen, z. B. einem elektrischen und einem thermischen Lastgang, ihr zeitlicher Verlauf miteinander korreliert. Für zwei Zeitreihen  $(x_i, y_i)$  beschreibt dies der Korrelationskoeffizient  $r$  [Bronstein 1999]:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2.4)$$

Die Einordnung der Korrelation lässt sich mit folgender Einschätzung grob vornehmen:

- Schwacher Zusammenhang  $|r_{xy}| < 0,5$  (2.5)

- Mittlerer Zusammenhang  $0,5 \leq |r_{xy}| < 0,8$  (2.6)

- Starker Zusammenhang  $|r_{xy}| \geq 0,8$  (2.7)

## 2.2 Elektrische Lastprofile

Aufgrund des nicht speicherfähigen Stroms muss die elektrische Energie im öffentlichen Versorgungsnetz immer „just-in-time“ produziert werden. Die Höhe der aktuellen elektrischen Gesamtleistung der Kraftwerke ist in jedem Zeitpunkt genau so hoch wie die Höhe der Nachfrage von den an das Netz angeschlossenen Verbrauchern. Verschiedene Regelmechanismen in den Kraftwerken und in den Netzleitstellen (Primär-, Sekundärregelung sowie Minutenreserve) sorgen dafür, dass dieses Problem in der elektrischen Energieversorgung handhabbar ist. Da die verschiedenen Kraftwerkstypen jedoch nicht beliebig schnell in der Leistung regelbar sind, wird der Einsatz der verschiedenen Kraftwerke im Voraus festgelegt. Dies ist mithilfe der elektrischen Lastprofile möglich, aus denen ein Netzfahrplan generiert wird, aus dem wiederum die Ableitung des Kraftwerkeinsatzplans erfolgt.

Des Weiteren ist der Einsatz von Lastprofilen im Strommarkt notwendig, um die Energielieferungen zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern abrechnen zu können. Die Abrechnung von Groß- und Industriekunden erfolgt über ihren gemessenen 15-Minuten-Lastgang. Allerdings scheidet dieses Verfahren für die Haushaltskunden aus Kostengründen aus. Deswegen ist der Einsatz von standardisierten Lastprofilen, die von allen Marktteilnehmern akzeptiert sind, notwendig.

### 2.2.1 VDEW-Standardlastprofile

Der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) stellt seinen Mitgliedern aus der Energiewirtschaft Standards für den Handel mit Energie zur Verfügung. In diesem Rahmen entstanden die repräsentativen VDEW-Lastprofile zur Abrechnung von Massenkunden, welche in Deutschland generell akzeptiert sind und Verwendung finden. Laut der Stromnetzzugangsverordnung § 12 haben alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen für die Abwicklung der Stromlieferung an Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden vereinfachte Methoden (standardisierte Lastprofile) anzuwenden, die eine registrierende Lastgangmessung nicht erfordern [StromNZV 2005]. Die repräsentativen VDEW-Lastprofile orientieren sich am typischen Abnahmeprofil jeweils folgender Gruppen von Letztverbrauchern:

- Gewerbe
- Haushalt
- Landwirtschaft
- Bandlastkunden
- unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen
- Heizwärmespeicher

Zur Ermittlung der VDEW-Lastprofile standen 1500 Lastgänge zur Verfügung, wovon 1209 herangezogen wurden. Letztendlich erfolgte die Bildung der Haushaltslastprofile aus 332 gemessenen Lastgängen. Mit der Betrachtung von 200-300 Haushalten ergeben sich demnach schon zutreffende Profile, weil sich durch die Mittelung die auftretenden stochastischen Effekte ausgleichen [Schieferd. 1999].

Um den charakteristischen Tagesverläufen an unterschiedlichen Wochentagen und Jahreszeiten gerecht zu werden, hat der VDEW zur Einteilung jeweils Werktag, Samstag und Sonntag unterschieden. Zusätzlich werden die Tage den Jahreszeiten Winter, Sommer und Übergang zugeordnet. Diese Einteilung wird auch in dieser Arbeit verwendet, so dass zur Analyse neun verschiedene Durchschnittstage zur Verfügung stehen [VDEW 2000 a].

Bei der Zuordnung zu den Tagen ist zu beachten, dass Heiligabend und Silvester als Samstag betrachtet wird. Falls ein Feiertag auf einen Werktag fällt, wird dieser als Sonntag betrachtet.

Der Winter ist nach dem VDEW in der Zeit vom 1. November bis zum 20. März, der Sommer in der Zeit vom 15. Mai bis zum 14. September und die Übergangsphase vom 21. März bis zum 14. Mai und vom 15. September bis zum 31. Oktober eines jeden Jahres [VDEW 2000 a].

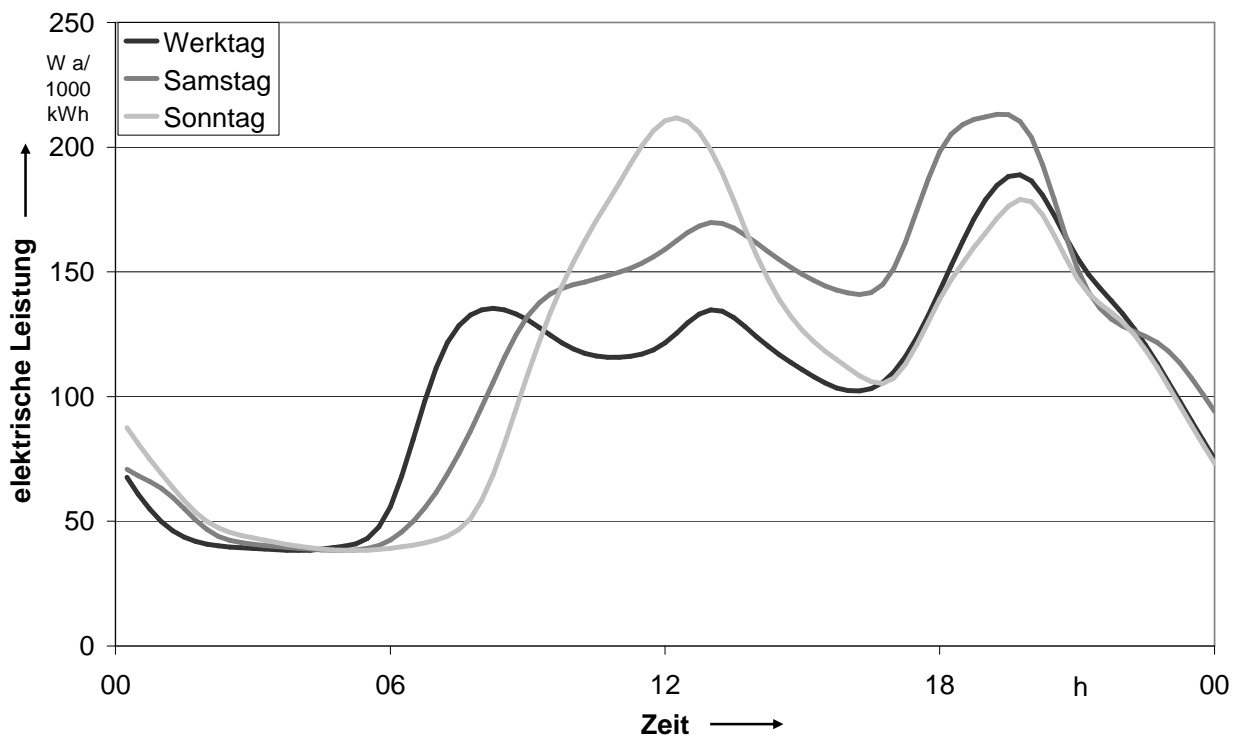


Abbildung 8: Auf 1.000 kWh/a normierte VDEW-Haushaltslastprofile für die Winterzeit

Um auf den Leistungsbedarf eines Haushaltes schließen zu können, müssen die VDEW-Haushaltslastprofile, die auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh/a normiert sind, skaliert werden.

Bei der Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile gibt es grundsätzlich zwei unterschiedliche Vorgehensweisen. Bei dem Verfahren mit den analytischen Lastprofilen erfolgt der Aufbau des Leistungsverlaufs der Kundengruppen von „oben nach unten“, nämlich von der gemessenen Netzlast hin zu den Beiträgen der einzelnen Kundengruppen. Das Verfahren mit den synthetischen Lastprofilen verfolgt den umgekehrten Ansatz von „unten nach oben“, nämlich von den repräsentativen Einzellastprofilen einer Kundengruppe zu der gesamten Netzlast [VDEW 2000 b].



Allerdings reichen die vorhandenen repräsentativen VDEW-Lastgänge für spezielle Kundengruppen, wie Haushalte mit Wärmepumpen, nicht aus. Aus diesem Grund sind eigene Lastgänge von Energieversorgungsunternehmen entwickelt wurden.

### **2.2.2 Profile von Energieversorgern**

Im Gegensatz zu den VDEW-Lastprofilen, die keine regionalen Besonderheiten beinhalten, haben einige Energieversorger ihre eigenen Lastprofile entwickelt, mit denen die regionalen Besonderheiten ihres Versorgungsgebietes besser abgebildet werden. Die regionalen Besonderheiten können z. B. der überdurchschnittliche Einsatz von Nachtspeicherheizungen sowie Wärmepumpen sein. Aufgrund dieser Begebenheiten hat Vattenfall Hamburg, ehemals HEW AG, eigene Lastprofile entwickelt [Fünfgeld 2005].

Des Weiteren beschränken sich die VDEW-Lastprofile jedoch nur auf den elektrischen Energiebedarf der Kunden. Veränderungen der Profile aufgrund von Einspeisungen durch Eigenerzeugungsanlagen der Kunden wie durch Mini-BHKW und Photovoltaikanlagen sind nicht in den VDEW-Lastprofilen enthalten. Hierzu hat die Energie Baden-Württemberg AG eigene Einspeisepprofile entwickelt. Die Leistungswerte in der Abbildung 9 sind mit der Vorjahresarbeit zu multiplizieren und durch 1.000 zu dividieren.

Allerdings sind diese Einspeisepprofile stark vereinfacht und nicht genau genug für eine wissenschaftliche Untersuchung. Des Weiteren fehlt bei den Profilen die Kenntnis über den zeitgleich vorhandenen thermischen Bedarf. Deswegen ist die Aufnahme von eigenen elektrischen und thermischen Lastgängen notwendig.

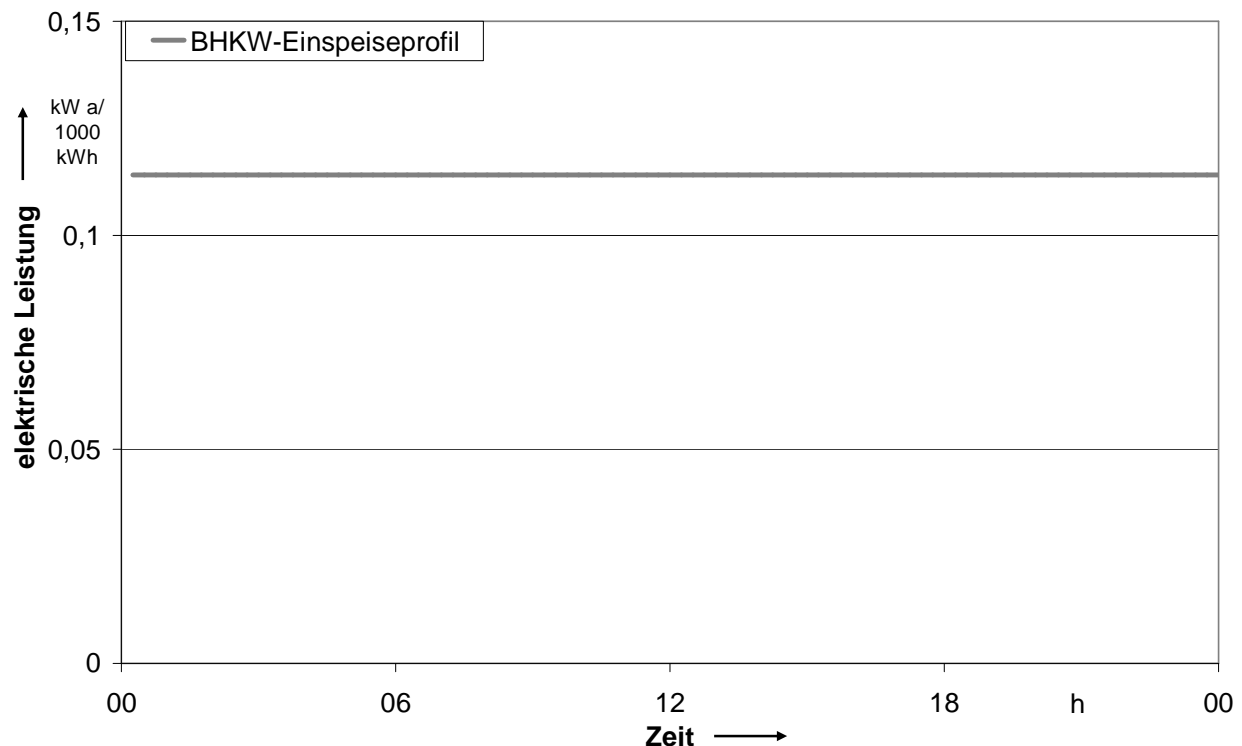


Abbildung 9: Auf 1.000 kWh/a normiertes BHKW-Einspeiseprofil [EnBW 2005]

## 2.3 Thermische Lastprofile

Lastgänge für Heizwärme spiegeln den Wärmebedarf zur Beheizung der Räume eines Gebäudes wider. Lastgänge für Trinkwarmwasser, das oft auch als Brauchwasser oder Warmwasser bezeichnet wird, geben Auskunft über den Verlauf des Wärmebedarfs für die Erwärmung des gezapften Wassers im Versorgungsobjekt. Hier sollen die beiden Arten des thermischen Bedarfes eines Objektes allgemein unter thermische Lastprofile zusammengefasst werden. Die Unterscheidung der beiden Profile ist für die hier angestellten Betrachtungen nicht weiter relevant.

Thermische Lastprofile sind im Gegensatz zu elektrischen Lastprofilen nicht so stark verbreitet. Die Ursache hierfür liegt darin, dass für den normalen Betrieb von Heizungsanlagen die Kenntnis eines Profils nicht notwendig ist. Das Energiegleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch unterliegt längeren Zeitkonstanten und größeren Toleranzen als bei der Elektrizität.

In einschlägigen Normen (VDI 2067) ist die Aufnahme und Einteilung der thermischen Profile von Haushalten geregelt, jedoch mit einem anderen Hintergrund. Diese Profile

dienen der Auslegung von Heizungsanlagen und sie beinhalten die Vorschriften zur Abrechnung der thermischen Energie beim Verbraucher.

Durch die Liberalisierung der Energiewirtschaft, die jetzt auch die Gaswirtschaft erfasst, sind auch hier für die Zukunft Gaslastprofile notwendig. Der Hintergrund ist die Abrechnung der Gasmengen für den Fall, dass ein Gasversorger in einem fremden Versorgungsgebiet einen Kunden beliefert. Hierzu laufen Arbeiten, um standardisierte Gaslastprofile für die Energiewirtschaft zu entwickeln [Hellwig 2003]. Aber auch bei diesen Lastprofilen ist der zeitgleiche Verlauf mit dem elektrischen Leistungsbedarf nicht bekannt.

## **2.4 Erfassung von Lastgängen**

Für die Entwicklung und Bewertung von netzorientierten Integrationsstrategien für Mini-BHKW ist die Kenntnis über den zeitgleichen elektrischen und thermischen Leistungsverlauf von Objekten notwendig. Da bei den allgemein verwendeten Lastprofilen keine zeitgleich aufgenommenen elektrischen und thermischen Lastprofile existieren, sind die Aufnahme von eigenen Lastgängen und die Entwicklung von eigenen Lastprofilen daher notwendig.

Bei der Auswahl einer geeigneten Siedlung musste besonders berücksichtigt werden, dass das elektrische Netz sowie das Gasnetz die gleichen Abnehmer versorgen. Der Gasverbrauch entspricht dabei dem thermischen Bedarf der Siedlung.

Bei der Messung erfolgte die Aufnahme der elektrischen Lastgänge zentral an den Ortsnetzstationen in einem 15-minütigen Messintervall über einen Zeitraum von einem Jahr. Durch das gewählte Messintervall erfolgte bei der Messung direkt eine Datenreduktion. Ein kürzeres Messintervall würde zu keinen besseren Ergebnissen führen, da die Zeitkonstanten in einem thermischen BHKW-System ebenfalls im 15-Minuten-Bereich liegen. Des Weiteren deckt sich das 15-Min-Intervall mit dem in der Energiewirtschaft üblichen 15-minütigen Abrechnungsintervall. Aufgezeichnet worden sind die Mittelwerte der Leiterströme, der Spannungen, des  $\cos \varphi$  sowie der Gasverbrauch in Normkubikmetern. Mithilfe des Brennwertes, der alle zwei Wochen bestimmt wird, ist es möglich, die gemessenen Normkubikmeter in die mittlere thermische Leistung umzurechnen.

Im gleichen Zeitraum und mit der gleichen Messauflösung erfolgte die Messung der Außentemperatur und der Windgeschwindigkeit. Der Gesamtjahresverbrauch von Strom und Erdgas für jedes Gebäude ist ebenfalls bekannt.

### **2.4.1 Beschreibung der Siedlung**

Die untersuchte Siedlung ist eine Neubausiedlung, deren Objekte nach der Wärmeschutzverordnung von 1995 errichtet worden sind. Die Siedlung besteht insgesamt aus 137 Gebäuden. Diese teilen sich in 120 Einfamilienhäuser, 14 Mehrfamilienhäuser und 3 gewerblich genutzte Objekte auf. Dies spiegelt wiederum fast exakt den bundesweiten Durchschnitt mit 71 Einfamilienhäusern zu 9 Mehrfamilienhäusern wider [Wagner 2002].

Die elektrische Energieversorgung des Netzbezirkes erfolgt aus der Umspannung von 20 kV auf 0,4 kV an zwei 630-kVA-Transformatoren. Dies entspricht wieder näherungsweise dem bundesweiten Durchschnitt von ca. 80 Gebäuden pro Trafostation [Wagner 2002]. Über dezentrale Erzeugungseinheiten verfügt der hier betrachtete Netzbezirk nicht.

Die Wärmeversorgung der Gebäude erfolgt über dezentrale Heizungsanlagen, die an ein Gasnetz angeschlossen sind. Insgesamt entspricht die Siedlungsstruktur einem klassischen Neubaugebiet. Einen Überblick über die Siedlungsstruktur gibt die Abbildung 10.

Die Netzstruktur entspricht einer typischen Niederspannungsnetzform. Im normalen Betriebszustand wird das Ringnetz, welches aus Ringen zwischen den speisenden Transformatoren mit abgehenden Zweigen besteht, „offen gefahren“. Diese Fahrweise bedeutet, dass ein Trennschalter in diesem Ring geöffnet ist und die Stränge jeweils nur von einem Transformator gespeist werden.

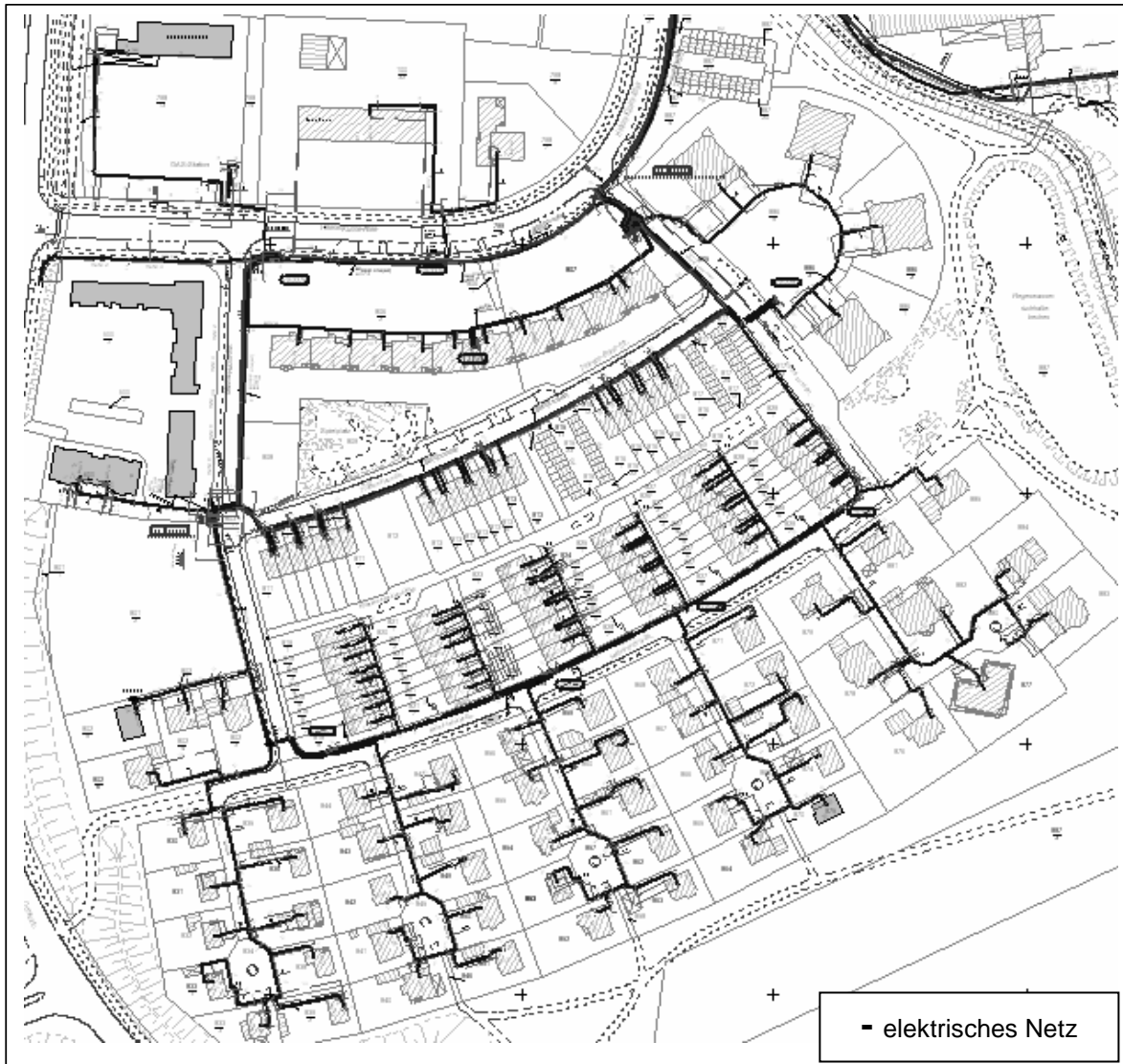


Abbildung 10: Struktur der vermessenen Neubausiedlung

### 2.4.2 Gemessene Lastgänge

Um die aufgezeichneten Messdaten besser auswerten zu können, ist die Durchführung einer Datenreduktion notwendig. In einem ersten Schritt erfolgt die Reduktion der Messdaten auf die für diese Arbeit notwendigen Messgrößen. Da hier hauptsächlich die Lastflüsse im 15-Min-Intervall betrachtet werden, ist nur die Kenntnis über den gesamten elektrischen und thermischen Energieverbrauch der Siedlung von Interesse. Die einzelnen Phasenströme und -spannungen, die notwendig sind für die Simulation und Beurteilung von elektrischen Netzzurückwirkungen der dezentralen Energieerzeugungsanlagen, finden hier weiter keine Verwendung.

Aber auch eine Reduktion der Lastgangdaten muss aufgrund der besseren Verarbeitungsmöglichkeiten erfolgen. Zweckmäßig ist es hierbei, Typtage für die verschiedenen Jahreszeiten zu bilden. Um sich, wie bei der Wahl des Messintervalls, an die Standards

in der Energiewirtschaft zu halten, ist hier die Einteilung eines Jahres in Typtage gemäß den VDEW-Standardlastprofilen sinnvoll. Alternativ könnte das Jahr auch gemäß der VDI 2067 ausgewertet und eingeteilt werden. Jedoch liegt der Fokus bei dieser Arbeit auf der elektrischen Seite und somit ist eine Einteilung nach den Standards der elektrischen Energiewirtschaft sinnvoller. Abbildung 11 zeigt die gemessenen Stromlastprofile der Siedlung für die verschiedenen Jahreszeiten am Werktag. Weitere Lastprofile für die verschiedenen Wochentage sind im Anhang (A.1 – A.9) zu finden. Die elektrischen Leistungsspitzen sind in den Mittags- und Abendstunden vorzufinden. Gut zu erkennen ist, dass die abendliche Stromspitze vom Winter zum Sommer hin sinkt aufgrund der Abnahme der Innenbeleuchtung. Somit gleicht sich die Abendspitze im Sommer der Mittagsspitze an.

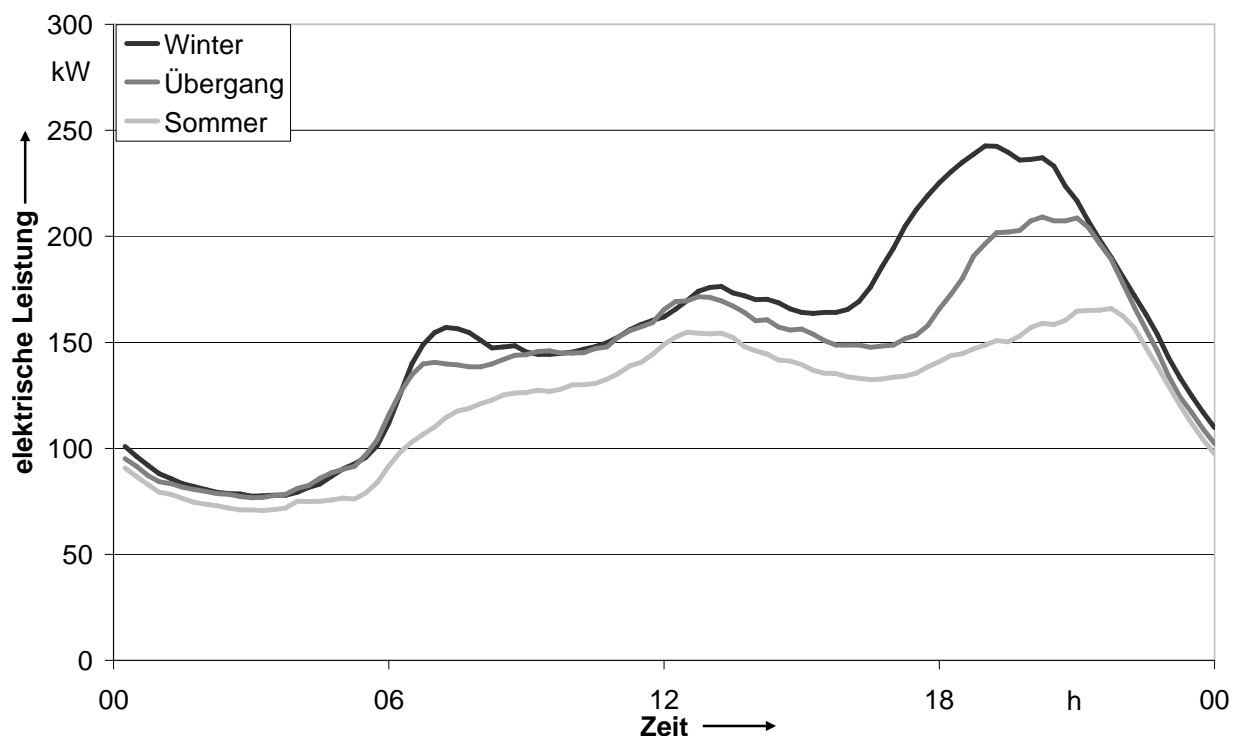


Abbildung 11: Durchschnittlich gemessener elektrischer Siedlungs-Lastgang für den Typtag Werktag für die verschiedenen Jahreszeiten nach VDEW

Der charakteristische Verlauf des thermischen Energiebedarfs über einen Tag bleibt in den verschiedenen Jahreszeiten konstant, siehe Abbildung 12. In den Morgen- und Abendstunden sind die Lastspitzen im Gasnetz vorzufinden.

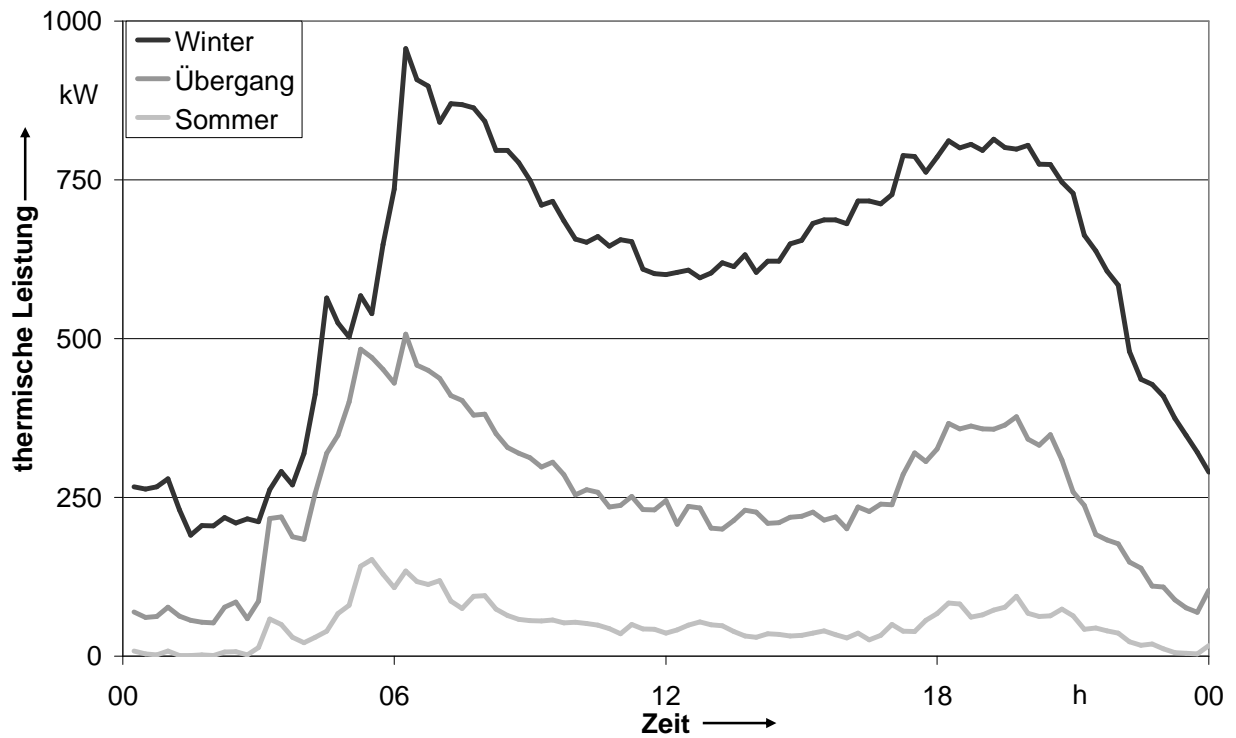


Abbildung 12: Durchschnittlich gemessener thermischer Siedlungs-Lastgang für den Typtag Werktag für die verschiedenen Jahreszeiten nach VDEW

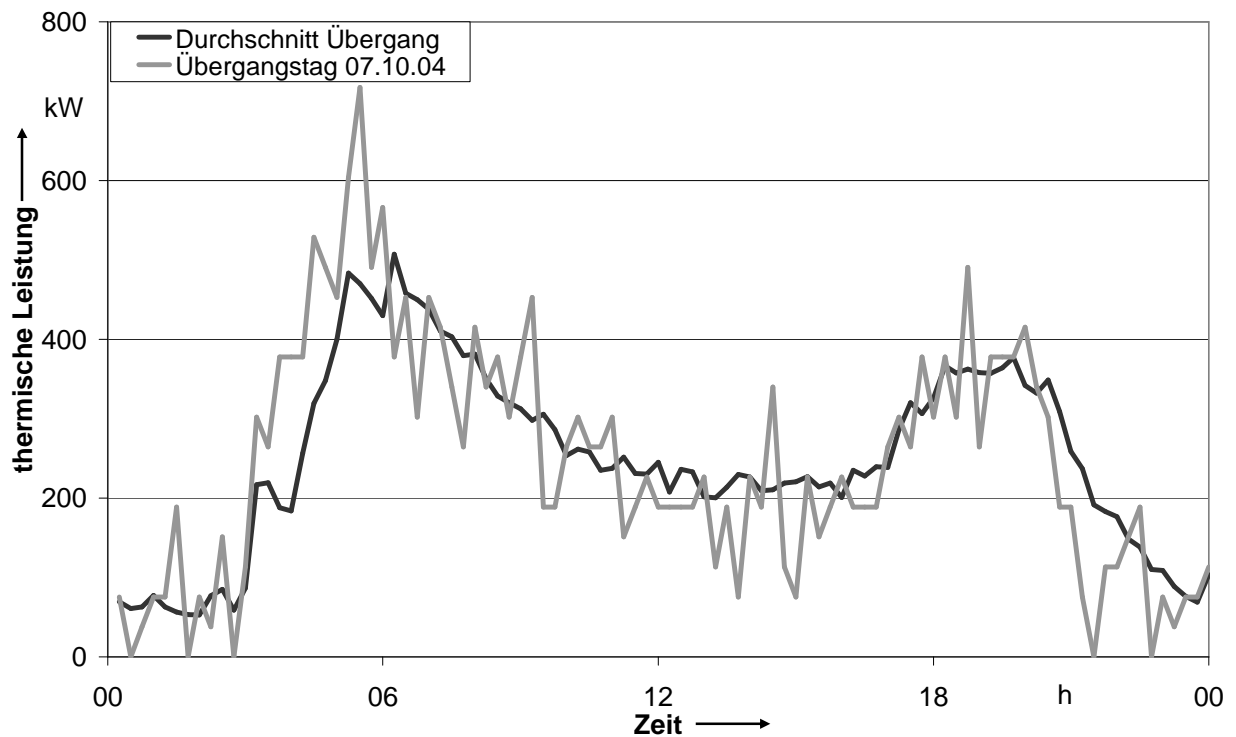


Abbildung 13: Durchschnittlich gemessener thermischer Siedlungs-Lastgang für den Typtag Werktag in der Übergangszeit gegenüber dem gemessenen Lastgang an einem Tag

Durch die Mittelung der Werte bei den Typtagen gehen starke Schwankungen gegenüber dem gemessenen Leistungsverlauf für einen Tag verloren, siehe Abbildung 13. Allerdings bleibt der charakteristische Verlauf, der hier als wichtigstes Kriterium für die weiteren Untersuchungen herangezogen wird, erhalten.

Bei der Auslegung der elektrischen und thermischen Betriebsmittel ist die maximal auftretende jährliche Spitzenlast die maßgebende Größe. Diese kann aus der Jahresdauerlinie entnommen werden, die die vorgekommenen Leistungen innerhalb eines Jahres aufzeigt, siehe Abbildung 11 und 12. Der stufige Verlauf bei der thermischen Jahresdauerlinie liegt in der Auflösung des Messgerätes begründet, da dieses nur in ganzen Normkubikmeterschritten misst.

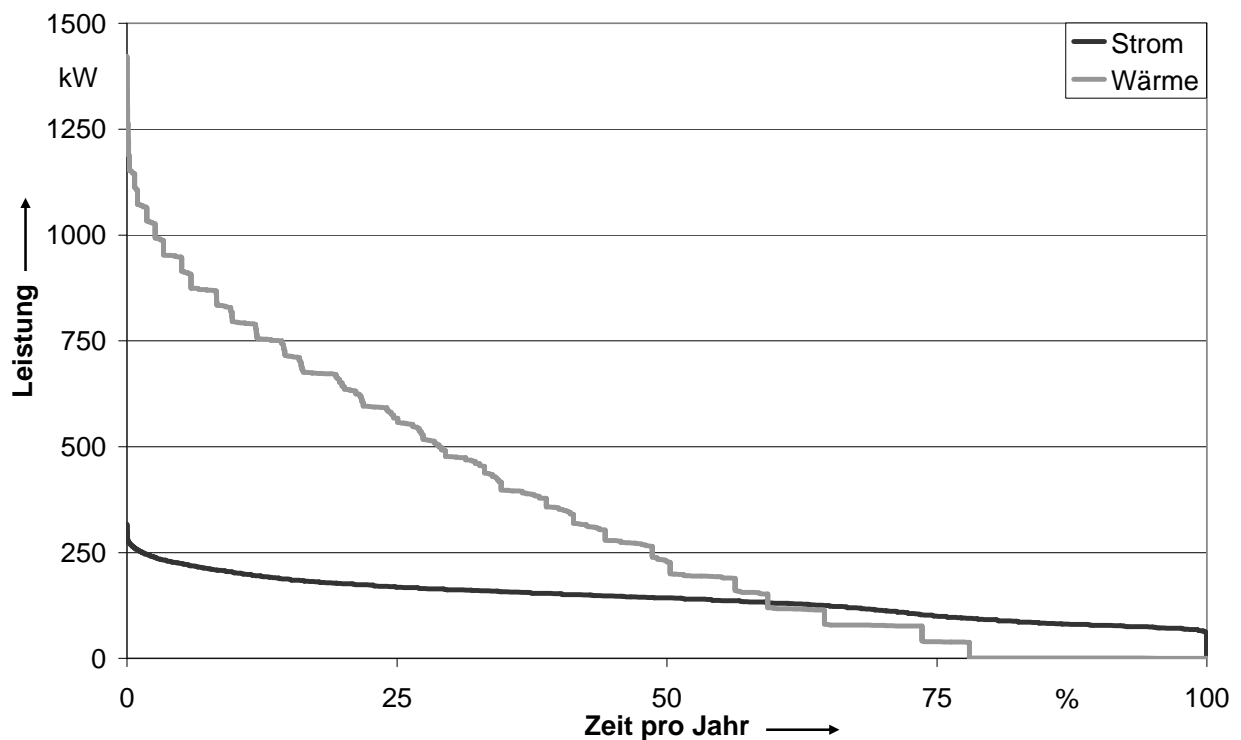


Abbildung 14: Elektrische und thermische Jahresdauerlinie der gesamten Siedlung

Aus der Jahresdauerlinie ist die Grundlast eines Bezirkes zu ermitteln. Die Grundlast stellt die Last dar, die das ganze Jahr über in einem Bezirk mindestens auftritt. Im Gegensatz zur elektrischen Last kommt bei der thermischen Last teilweise gar keine Grundlast vor. Die Ursache liegt in der einfachen Speicherbarkeit von thermischer Energie sowie in der Tatsache, dass in den Sommermonaten teilweise keine thermische Energie benötigt wird.



Neben dem gesamten Lastgang der Siedlung ist von Interesse, inwieweit sich der Energiebedarf über ein Jahr bei den einzelnen unterschiedlichen Objekttypen unterscheidet. Dies kann mithilfe der jährlich vorgenommenen Verbrauchsmessungen des Energieversorgungsunternehmens ermittelt werden. Dazu erfolgt die Einteilung der Objekte in folgende Klassen:

- Einfamilienhaus (EFH)
- Reihenhaushaus (RH)
- Reihenendhaus (RH-E)
- Mehrfamilienhaus (MFH)
- Gewerbliches Objekt (GO)

Der Anteil der einzelnen Gebäudeklassen in dem Gebiet und der durchschnittliche Strom- und Gasverbrauch in diesen Gebäudeklassen ist aus der Tabelle 5 zu entnehmen:

	EFH	RH	RH-E	MFH	GO
Haushalte gesamt	289				
Anteil in % an Haushalten	18,34	16,96	6,23	57,44	1,04
Stromverbrauch gesamt	1.020.000 kWh/a				
durchschnittlicher Stromverbrauch pro Gebäudeklasse	4.700 kWh/a	4.300 kWh/a	4.000 kWh/a	31.400 kWh/a	10.600 kWh/a
Vertrauensgrenze Stromverbrauch	610 kWh/a	440 kWh/a	860 kWh/a	8.560 kWh/a	3.590 kWh/a
Gasverbrauch gesamt	3.040.000 kWh/a				
durchschnittlicher Gasverbrauch pro Gebäudeklasse	21.600 kWh/a	12.300 kWh/a	14.500 kWh/a	67.500 kWh/a	98.400 kWh/a
Vertrauensgrenze Wärmeverbrauch	3.180 kWh/a	1.140 kWh/a	2.020 kWh/a	13.630 kWh/a	39.040 kWh/a

Tabelle 5: Darstellung der Verbrauchsdaten im Neubaugebiet

Zu sehen ist, dass die Gebäudeanzahl der gewerblichen Objekte zu gering ist um daraus ein aussagekräftiges Ergebnis ableiten zu können. Deswegen werden in den folgenden Simulationen die gewerblichen Objekte als Mehrfamilienhäuser angenommen.

Die Abbildung 15 verdeutlicht nochmals die verschiedenen thermischen Energiebedarfe der einzelnen Objekte.

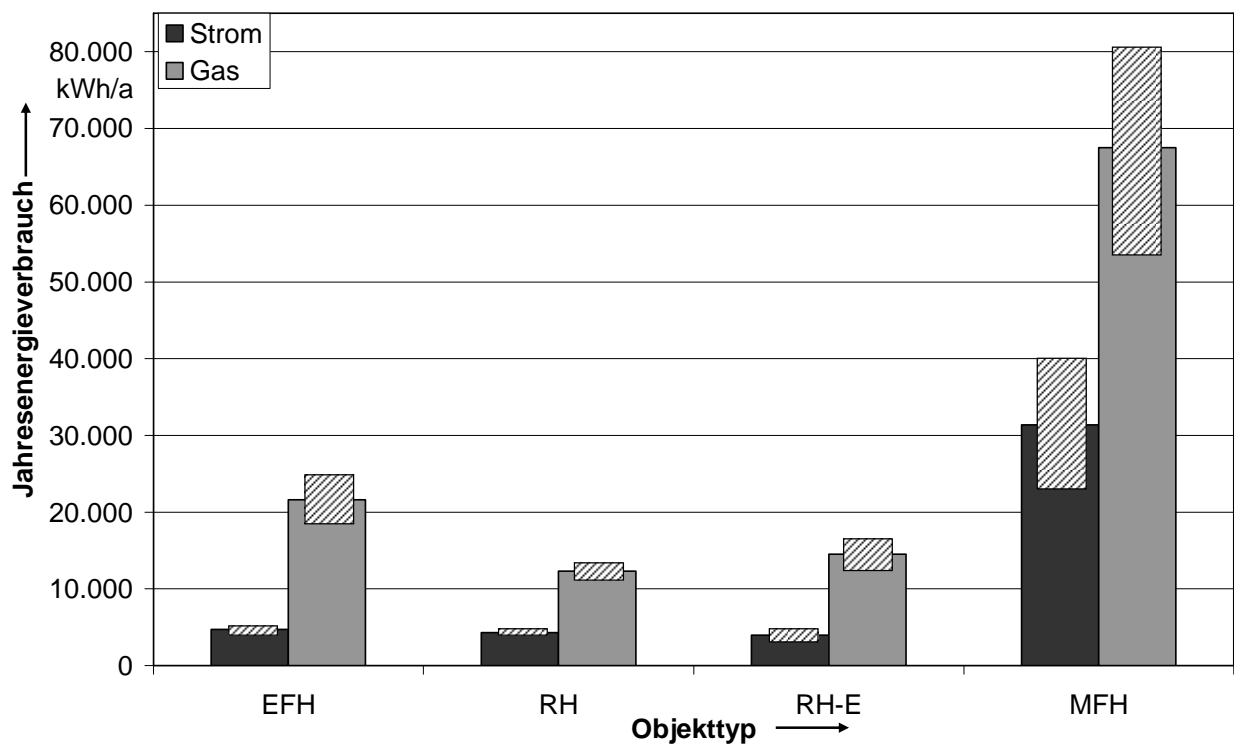


Abbildung 15: Grafische Darstellung der jährlichen durchschnittlichen Energieverbräuche mit den Vertrauensgrenzen in den verschiedenen Objekttypen der Siedlung

Neben dem gesamten jährlichen Energiebedarf der einzelnen Objektklassen ist auch der zeitliche Verlauf der Energieabnahme von Interesse. Dazu sind aus den Gesamtdaten Lastprofile für die vier Gebäudeklassen zu entwickeln.

## 2.5 Entwicklung von Lastprofilen

Bisher erfolgten nur die Betrachtung der Lastgänge der gesamten Siedlung sowie die Jahresverbräuche der einzelnen Objekte. Im Folgenden werden aus diesen Daten mithilfe der Skalierung Lastprofile für die charakteristischen Objekte entwickelt.

Das Verfahren der Skalierung findet auch bei den VDEW-Standardlastprofilen Anwendung innerhalb einer Klasse. Aus dem Jahresverbrauch des einzelnen Kunden wird ein Gewichtungsfaktor bestimmt. Mit diesem wird anschließend jeder ¼-h-Leistungswert

der Normlastprofile multipliziert und so das für den gesamten Lieferzeitraum gültige Kundenlastprofil ermittelt [VDEW 2000 b].

Berücksichtigt werden muss bei diesem Verfahren, dass die Leistungsspitzen der einzelnen Verbraucher in der Gesamtmessung nicht mehr enthalten sind. Allerdings kann in der Realität ein Mini-BHKW steilen Leistungsgradienten nicht so schnell folgen. Üblich sind hier Regelungsintervalle, je nach der Art der verwendeten Technologie, im Minuten- bis Stundenbereich. Deswegen sind die steilen Leistungsgradienten auf der elektrischen Seite vernachlässigbar.

Für den thermischen Lastgang gelten ähnliche Betrachtungen. Das thermische Verhalten von Objekten ist sehr stark gedämpft, so dass die gemessene Glättung im Gesamtlastgang ein Ausdruck davon ist. Auch hier muss wieder Berücksichtigung finden, dass das wärmegeführte Mini-BHKW nicht so schnell einen gegebenen Lastgang nachfahren kann. Unter diesen Voraussetzungen ist eine Skalierung des Gesamtlastgangs der Siedlung auf die einzelnen Gebäudeklassen möglich. Im Folgenden sollen die einzelnen Skalierungsfaktoren für die verschiedenen Objekttypen bestimmt werden.

Der Skalierungsfaktor resultiert aus dem Verhältnis des individuellen Energieverbrauchs des Objektes sowie aus dem gemessenen Gesamtenergieverbrauch der Siedlung über den Zeitraum von einem Jahr. Weitere Faktoren, wie Übertragungs- und Energiewandlungsverluste, müssen nicht gesondert berücksichtigt werden, da diese im Skalierungsfaktor aufgrund der unterschiedlichen Messorte (Ortsnetzstation und Hauszähler) enthalten sind. In der Skalierung findet auch Berücksichtigung, dass die Verbrauchsableitung und die gesamte Siedlungsvermessung nicht exakt im gleichen Zeitraum liegen.

Aus der Multiplikation der einzelnen Faktoren resultieren die Skalierungsfaktoren für die vier Gebäudeklassen, siehe Tabelle 6. Die Multiplikation mit jedem ¼-h-Leistungswert der ermittelten Typtage für die Siedlung ergibt den Lastgang für die Gebäudeklasse.

	EFH	RH	RH-E	MFH
Stromverbrauch gesamt	1.020.000 kWh/a			
durchschnittlicher Stromverbrauch pro Gebäudeklasse	4.700 kWh/a	4.300 kWh/a	4.000 kWh/a	31.400 kWh/a
Skalierungsfaktor Strom	$3,84 \times 10^{-3}$	$3,51 \times 10^{-3}$	$3,27 \times 10^{-3}$	$25,7 \times 10^{-3}$
Gasverbrauch gesamt	3.040.000 kWh/a			
durchschnittlicher Gasverbrauch pro Gebäudeklasse	21.600 kWh/a	12.300 kWh/a	14.500 kWh/a	67.500 kWh/a
durchschnittlicher Skalierungsfaktor Gas	$7,59 \times 10^{-3}$	$4,32 \times 10^{-3}$	$5,09 \times 10^{-3}$	$23,7 \times 10^{-3}$

Tabelle 6: Skalierungsfaktoren für die Lastprofile der einzelnen Objekte

## 2.6 Korrelationsanalyse

Im Folgenden soll nachgewiesen werden, dass die ermittelten Lastprofile zur Charakterisierung des Leistungsbedarfes der verschiedenen Objekte anwendbar sind. Hierzu werden die allgemein anerkannten VDEW-Standardlastprofile für einen privaten Haushalt mit den zuvor ermittelten Profilen mithilfe einer Korrelationsanalyse verglichen. Das Ergebnis ist in Abbildung 16 dargestellt:

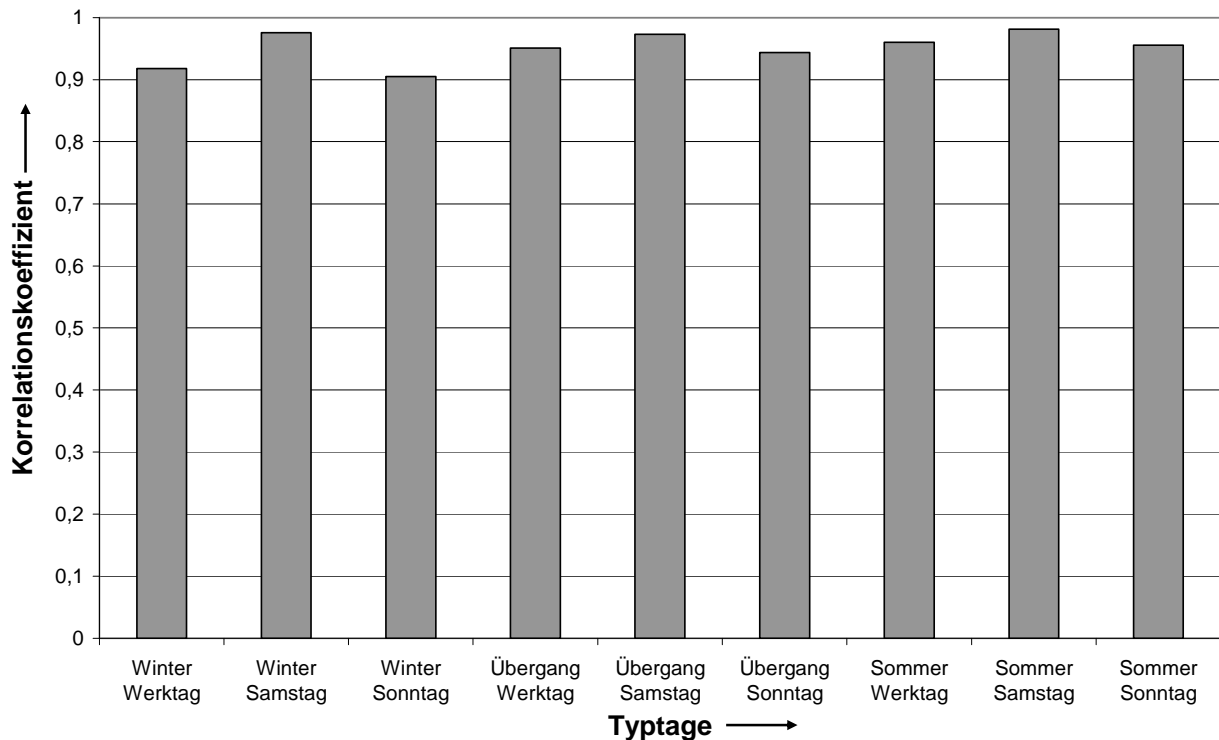


Abbildung 16: Korrelation der entwickelten elektrischen Lastprofile mit dem VDEW-Haushalts-Standardlastprofil

Zu erkennen ist, dass die Korrelationskoeffizienten von den VDEW-Standardlastprofilen und den ermittelten Lastprofilen für alle VDEW-Typtage und Jahreszeiten zwischen 0,9 und 0,98 liegen.

Die hier durchgeführte Korrelationsprüfung zeigt, dass das gemessene Lastverhalten der gemessenen Stromkunden sehr stark mit den Standardlastprofilen des VDEW korreliert. Somit können die ermittelten elektrischen Lastprofile aus den Messungen als repräsentativ angenommen werden. Aus dem starken Zusammenhang der VDEW-Lastprofile mit den ermittelten elektrischen Lastprofilen kann abgeleitet werden, dass die Gaslastprofile ebenfalls für diese Kunden- und Gebäudegruppen anwendbar sind.

Mithilfe der Korrelationsanalyse lässt sich auch die Abhängigkeit des elektrischen Lastgangs vom thermischen Lastgang ermitteln. Die Korrelation ist bei einer gekoppelten Energieproduktion von besonderem Interesse. Korrelieren die Lastgänge stark miteinander, so ist der Einsatz einer KWK-Anlage besonders sinnvoll. Je weniger sie miteinander korrelieren, desto mehr muss die KWK-Anlage diese Lastgänge über den Einsatz von z. B. Energiespeichern aneinander anpassen.

Über den gesamten Messzeitraum von einem Jahr haben der elektrische und thermische Lastgang eine Korrelation von 0,47. Diese Korrelation deutet auf einen schwachen Zusammenhang hin. Allerdings erfolgte hier eine Analyse über das ganze Jahr und nicht differenziert für die verschiedenen Typtage und Jahreszeiten. Aussagekräftiger sind die Korrelationskoeffizienten innerhalb der Typtage in den verschiedenen Jahreszeiten, siehe Abbildung 17.

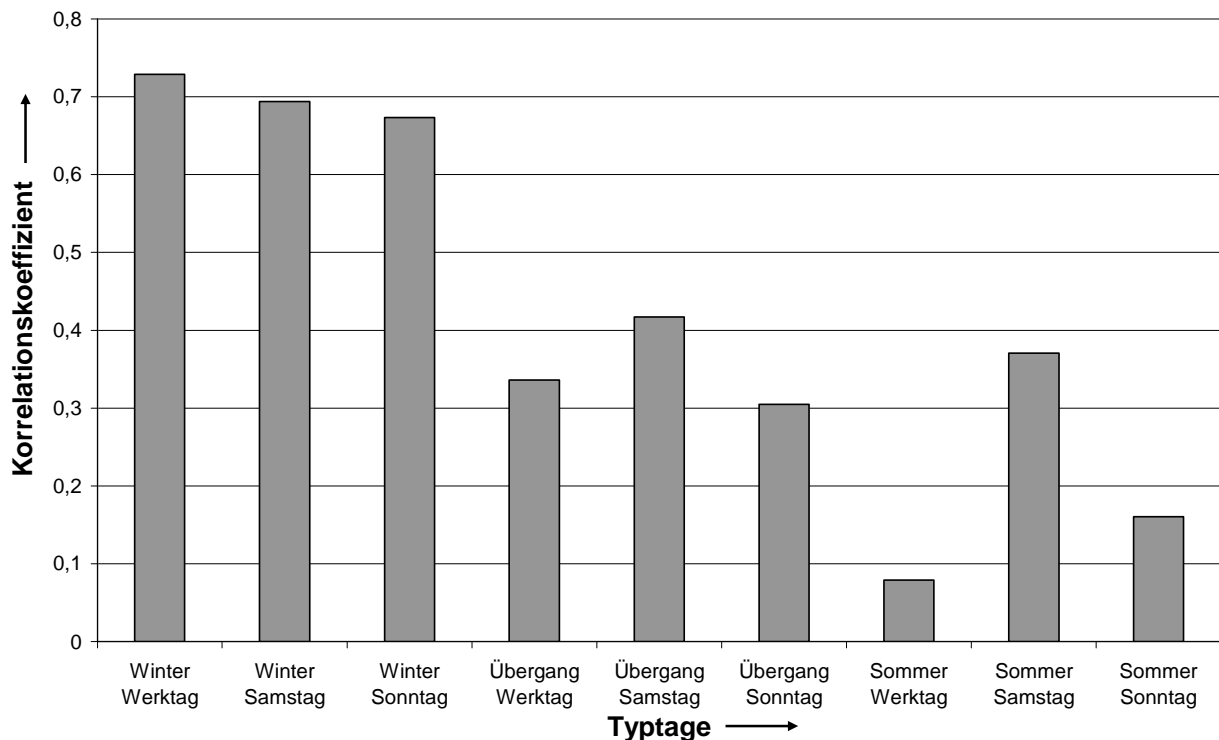


Abbildung 17: Korrelation zwischen den elektrischen und thermischen Lastprofilen

Am besten korreliert das elektrische mit dem thermischen Lastprofil in der Winterzeit. Die Ursache liegt darin, dass hier am meisten thermische Energie benötigt wird. Im Sommer, wo nur Trinkwarmwasser benötigt wird, korrelieren die Lastgänge wenig.

Die Betrachtung der Korrelationskoeffizienten über einen Tag ist allerdings noch zu grob, um die Tendenzen innerhalb eines Tages abzubilden. Hierzu ist die Einteilung eines Typtages in vier Zeitintervalle von je sechs Stunden sinnvoll. Dabei werden die Intervalle mit Start- und Endzeitpunkt so gelegt, dass die prägnanten Abschnitte in einem Intervall liegen, z. B. die Mittagszeit von 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr. Die folgende Abbildung verdeutlicht die Einteilung innerhalb eines Tages.

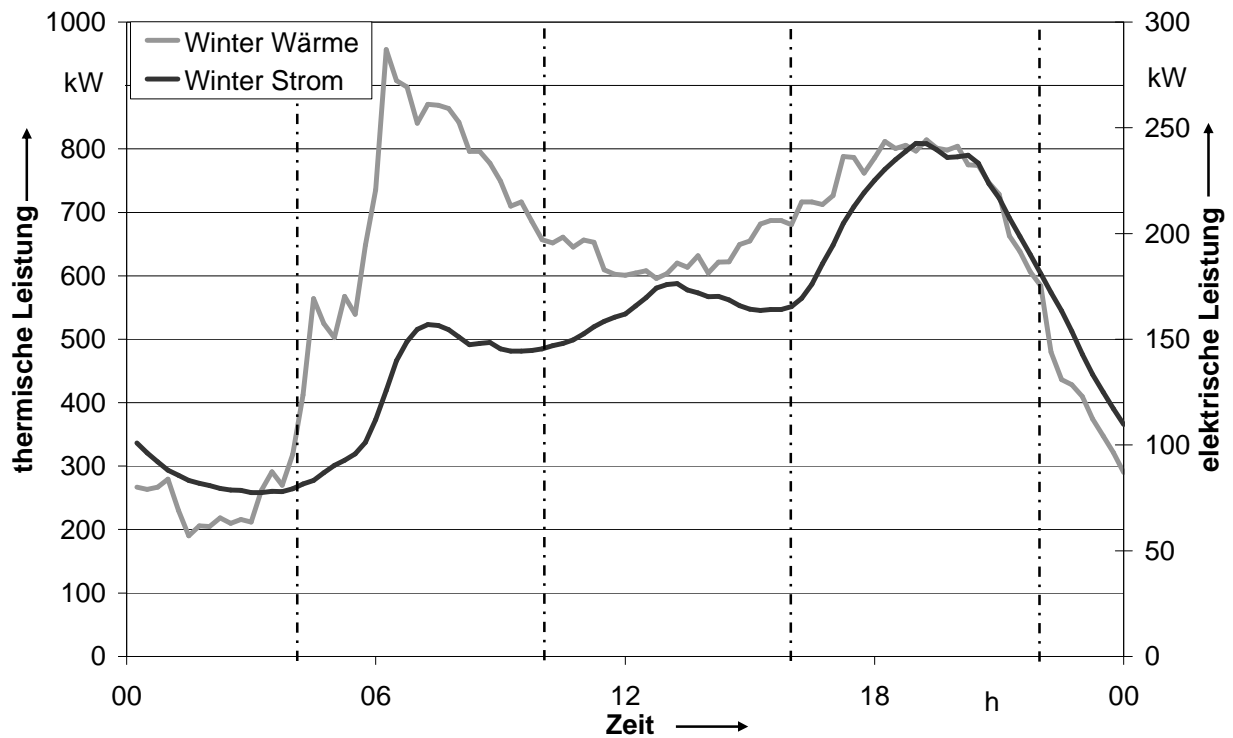


Abbildung 18: Verlauf des elektrischen und thermischen Lastprofils der Siedlung über einen Tag in den verschiedenen Intervallen am Beispiel für den Typtag Werktag für die Winterzeit

Im Zeitintervall 10:00 Uhr bis 16:00 Uhr ist aus dem Lastverlauf zu erkennen, dass der thermische Energiebedarf sinkt, während der elektrische Energiebedarf steigt. Dieser Trend ist auch mithilfe der Korrelationsanalyse zu erkennen, siehe Abbildung 19. Ein negatives Vorzeichen bei dem Korrelationskoeffizienten weist auf einen entgegengesetzten Verlauf hin. In diesen Phasen muss ein Energiespeicher die gekoppelte Energieproduktion entkoppeln.

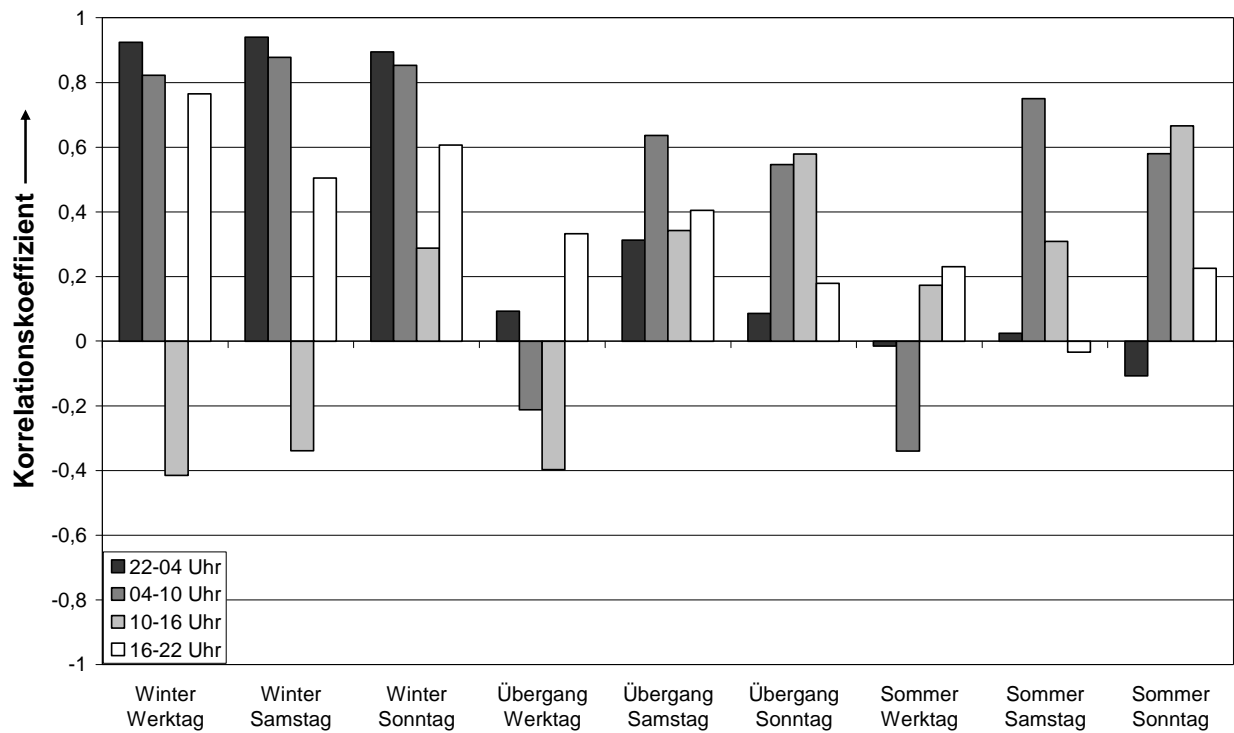


Abbildung 19: Korrelation zwischen den elektrischen und thermischen Lastprofilen der Siedlung während eines viertel Tages



### 3 Simulation

#### 3.1 Simulationstool

Um die Einflüsse von Mini-BHKW auf die Energieversorgungsnetze richtig beurteilen zu können, ist die genaue Kenntnis des Betriebsverhaltens einer Mini-BHKW-Anlage in den verschiedenen Gebäudeklassen wichtig. Von besonderem Interesse sind hierbei die Höhe der Energieproduktion zu den verschiedenen Tages- und Jahreszeiten sowie die Energieeinspeisung und der Energiebezug aus dem elektrischen Versorgungsnetz.

Mithilfe einer Betriebssimulation von einem Mini-BHKW ist es möglich, diese Parameter zu bestimmen. Im Gegensatz zu einer Messung an vielen realen Mini-BHKW liegt der Vorteil einer Simulation in der Parametrierbarkeit der Eingangsdaten und der Anlage an sich.

Hierbei ist die besondere Herausforderung die Modellierung der Systemkomponenten eines Hausenergieversorgungssystems. Ein Hausenergieversorgungssystem besteht aus mehreren Einzelsystemen, die direkt oder indirekt über die elektrischen und thermischen Energieflüsse zusammenhängen.

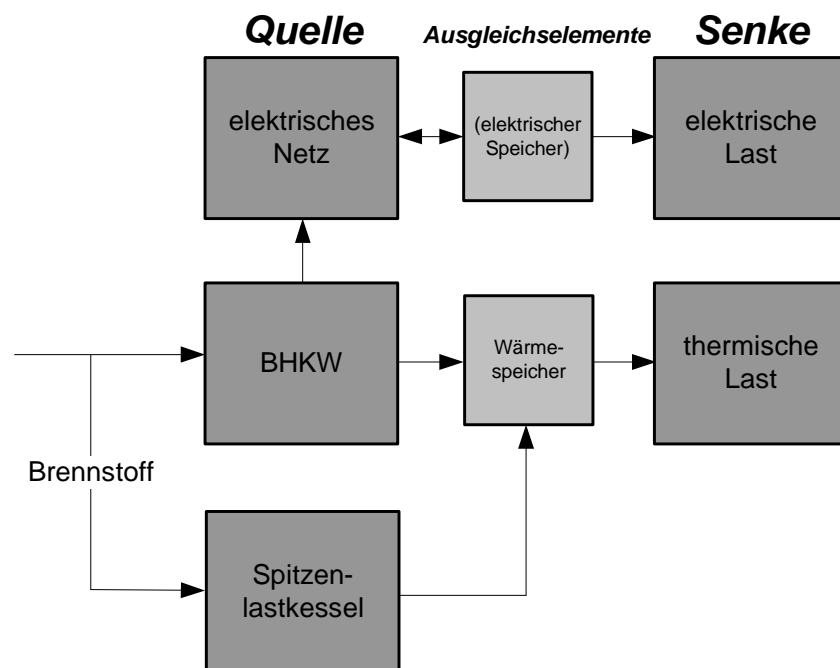


Abbildung 20: Energieflüsse in einem Hausenergieversorgungssystem

Das Modell sollte das reale System mit einer möglichst guten Approximation abbilden. Hinsichtlich der Genauigkeit des Modells, die auch Granularität genannt wird, unterscheidet man nach White-Box- und Black-Box-Modellen. Beim ersten Modelltyp sind

sämtliche Prozesse und Beziehungen des realen Systems bekannt. White-Box-Modelle können daher als Kopie des realen Systems verstanden werden. Dem stehen Black-Box-Modelle gegenüber, bei denen die zugrunde liegenden physikalischen Phänomene nicht identifiziert werden [Sturm 2000]. Aufbauend auf dem Modellbegriff kann schließlich unter einer Simulation die Untersuchung des Systemverhaltens am Modell verstanden werden [Kahlert 2004]. Im Weiteren soll das Hausenergieversorgungssystem mit seinen einzelnen Systemen als Black-Box-Modell betrachtet werden.

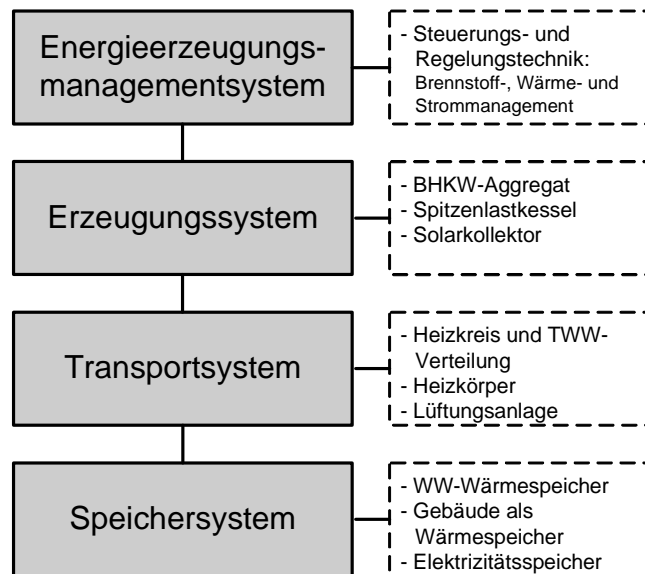


Abbildung 21: Zu betrachtende Hausenergieversorgungssysteme

Für die an diesem Modell durchgeführten Simulationen werden nun die relevanten Bestandteile der Systemkonfiguration sowie die getroffenen Annahmen vorgestellt. Für das Energieerzeugungsmanagementsystem wird angenommen, dass dieses lediglich die bereitzustellenden Leistungen und die Bewirtschaftung des Wärmespeichers regelt. Es übernimmt insbesondere keine Regelfunktion für die Verbrennungsprozesse, die Höhe der Vor- und Rücklauftemperaturen des Heiz- sowie des Kühlwasserkreislaufes, die Pumpen sowie die Temperaturanpassung in den einzelnen Räumen. Ferner wird vorausgesetzt, dass die simulierte Anlage nicht über Einrichtungen zur Abfuhr von Überschusswärme verfügt. Aus diesem Grund dürfen die Komponenten des Erzeugungssystems nur dann eingesetzt werden, wenn thermischer Bedarf vorliegt oder der Wärmespeicher freie Kapazitäten aufweist. Hierdurch wird gleichzeitig auch eine solche Betriebsweise ausgeschlossen, die zwar wirtschaftlich vorteilhaft sein kann, jedoch aus ökologischer Sicht als nachteilig einzustufen ist.

Die Mini-BHKW-Anlage passt ihre Leistung jeweils der angeforderten Leistung im jeweiligen 15-Min-Intervall an. Das hydraulische Transportsystem wird nicht näher in das vor-

liegende Modell einbezogen. Es soll davon ausgegangen werden, dass die einzelnen Räume entsprechend der bekannten Lastverläufe mit Wärme versorgt werden. Das thermische Speichersystem besteht aus einem Schichtspeicher, dessen Größe für die jeweilige Gebäudeklasse gesondert ausgelegt wird. Unter der Annahme einer maximalen Vorlauftemperatur von 75 °C und einer Umgebungstemperatur von 20 °C ergibt sich die maximal speicherbare thermische Energie nach folgender Formel [Kuchling1995]:

$$Q_i = cm\Delta T \quad (3.1)$$

mit

$$c = 4,182 \frac{J}{kgK}$$

Für die Simulation wird angenommen, dass der Wärmespeicher frei von Verlusten ist, da die Verluste innerhalb eines Tages vernachlässigbar sind. Zu Beginn und am Ende des Tages wird eine Füllung in Höhe der Hälfte des Maximalwertes vorausgesetzt [Kretschmer 1994]. Durch eine definierte Speicherladung am Beginn und Ende des Tages ist ein Anschluss von anderen Typtagen und Day-Ahead-Fahrplänen aneinander möglich.

Die der Simulation zugrunde liegenden Lastgänge sollen für einen ganzen Tag im Vorhinein als bekannt angenommen werden. Kurzfristige Abweichungen von diesen Verläufen treten nicht auf. Die Belastung des elektrischen Netzes ist für das betrachtete Versorgungsnetz symmetrisch, sodass sich die gleichmäßige Verteilung der Leistungsbereitstellung durch das BHKW mit der Aufteilung der Lasten deckt.

Die Programmierung der Simulation basiert auf einer Wissensbasis, welche die Betriebsregeln enthält. In der Wissensbasis können die Betriebsregeln beispielsweise in Form von Wenn-Dann-Vorgaben abgelegt werden. Diese sind anzuwenden, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Alternativ dazu können mathematische Optimierungsverfahren eingesetzt werden. Sie setzen voraus, dass das Optimierungsproblem als Gleichungssystem gegeben ist. Dieses ist daraufhin zu überprüfen, ob eine endliche Zahl von Parametern eines Lösungsvektors gefunden werden kann, sodass die sogenannte Zielfunktion ein Optimum annimmt. Folgende Formel zeigt die mathematische Darstellung des Optimierungsproblems:

$$F(\vec{x}) \stackrel{!}{=} \text{Optimum}, \vec{x} \in R^n \quad (3.2)$$

mit

$F(\vec{x})$  Zielfunktion

$\vec{x}$  Lösungsvektor

Die Zielfunktion stellt im hier betrachteten Fall eine Kostenfunktion dar. Theoretisch wäre es möglich, die Zielfunktion zu minimieren, indem alle Kombinationen von Betriebszuständen für das BHKW, den Zusatzwärmeerzeuger sowie den Wärmespeicher im betrachteten Zeitraum variiert werden. Dies würde jedoch zu einem erheblichen Rechenaufwand führen, da sich bereits für ein BHKW mit zwei Schaltzuständen (ein/aus), einen Wärmespeicher mit 10 Füllständen und einen Betrachtungszeitraum, der in 24 Zeitintervalle eingeteilt ist,  $(2 \cdot 10)^{24} \approx 1,7 \cdot 10^{31}$  Kombinationen ergeben. Mit einer dynamischen Optimierung kann der Lösungsraum eingeschränkt werden [Kretschmer 1994]. Der Rechenaufwand wird dadurch verringert, dass nur diskrete Zustände der Anlagenkomponenten zugelassen werden.

In der Simulation wird bei der Fahrweise der Anlage eine differenzierte Betriebsstrategie mit Wärmespeicher verfolgt, siehe Anhang A.11. Bei dieser Betriebsstrategie geht man zunächst davon aus, dass die Ausrichtung der Produktion des BHKW am Strombedarf günstiger ist als die Orientierung nach dem Wärmebedarf. Die aufgrund der Stromproduktion bereitgestellte Wärme wird mit dem tatsächlichen Bedarf verglichen. Bei Überdeckung kommt zunächst eine Beladung des Wärmespeichers in Betracht. Hierzu muss vorher berechnet werden, welche Beladeleistungen im aktuellen Zeitintervall zulässig sind. Falls der Wärmeüberschuss nicht vollständig durch den Wärmespeicher aufgenommen werden kann, ist eine Reduzierung der Leistung des BHKW in Erwägung zu ziehen. Ähnlich erfolgt die Prüfung bei Unterdeckung des Wärmebedarfs. Zunächst wird eine Leistungssteigerung des BHKW untersucht, anschließend die Entladung des Wärmespeichers und schließlich der Einsatz des Zusatzwärmeerzeugers. Da bei der Ermittlung der zulässigen Be- und Entladeleistung die Füllstände des Wärmespeichers zum Ende des Betrachtungstages nicht berücksichtigt wurde, wird diese durch die Be- und Entladung verletzt. In einem nächsten Schritt prüft das Programm daher, wie die Randbedingung zum Ende des Tages wieder erfüllt werden kann. Hierzu bestimmt es zunächst den Be- oder Entladebedarf, je nachdem, ob der Wärmespeicher eine Füllung unter- oder oberhalb des vorgegebenen Wertes aufweist. Anschließend werden verschiedene Möglichkeiten einer zusätzlichen Wärmebereitstellung oder einer Verringe-

rung der Wärmeproduktion getestet, wobei versucht wird, eine hohe Auslastung des BHKW beizubehalten. Um die Bereiche einzuschränken, in denen die Leistung des BHKW vorzugsweise reduziert oder erhöht werden soll, gibt man Grenzwerte für die elektrische und thermische Leistung vor. Da insbesondere beim Betrieb des BHKW im Sommer die Ein-Aus-Zyklen einen hohen Wert erreichen können, wird im nächsten Schritt geprüft, ob sich mehrere kurze Produktionsblöcke zu einem durchgehenden Betriebszeitraum zusammenlegen lassen. Als Kriterium dafür, ob diese Produktionsverlagerung durchgeführt werden soll, gibt man dem Programm einen Schwellwert der Ein-Aus-Zyklen vor, welcher in der hier durchgeführten Simulation bei zwei liegt. Als Ergebnis der Produktionsverlagerung kann dennoch eine häufigere Taktung vorliegen. Dies lässt sich in einigen Fällen darauf zurückführen, dass eine Zusammenlegung von einzelnen Produktionsintervallen aufgrund der einzuhaltenden Randbedingungen nicht möglich ist. Wie auch bei den vorherigen Betriebsweisen kann der Fall eintreten, dass der Wärmebedarf in den einzelnen Zeitintervallen nicht in vollem Umfang gedeckt wird. Darüber hinaus kann es dazu kommen, dass die Füllung des Wärmespeichers zum Ende des Tages nicht genau der Randbedingung entspricht. Diese Abweichung lässt sich darauf zurückführen, dass die im Laufe des Tages bereitgestellte Wärmemenge beispielsweise aufgrund von Mindestwerten der einstellbaren thermischen Leistung nicht ausreichend gesteigert oder gemindert werden kann. In der Regel bewegen sich die Abweichungen jedoch in tolerierbarem Rahmen. Den Abschluss des Programmablaufs bildet die Bestimmung der Kosten und Erlöse sowie eine Auswertung der Betriebszeiten und der Ein-Aus-Zyklen.

Aus der differenzierten Betriebsstrategie lässt sich die wärmegeführte Betriebsweise ableiten. Dazu wird der elektrische Lastgang für den Zeitraum der Betriebssimulation auf null gesetzt. Dadurch ist nur noch der Verlauf des thermischen Lastgangs für die Betriebssimulation maßgebend.

Das Ergebnis beinhaltet für jedes Zeitintervall die bereitgestellte elektrische und thermische Leistung des BHKW und des Zusatzwärmeerzeugers, die über das Versorgungsnetz bezogene oder eingespeiste elektrische Leistung, den vom System nicht abgedeckten Wärmebedarf, die Brennstoffverbräuche sowie die Kosten und Erlöse. Beim Betrieb mit Wärmespeicher sind zusätzlich die Be- und Entladeleistung und der Füllstand im jeweiligen Zeitintervall angegeben.

### 3.2 Simulationsergebnisse

Als Eingangsdaten für die Simulation des Betriebsverhaltens eines Mini-BHKW im Objekt und mehrerer Mini-BHKW in der gesamten Siedlung finden die in Kapitel 2 entwickelten Lastprofile Verwendung. Die Simulation für das Betriebsverhalten ist somit auf einen Tag beschränkt. Des Weiteren erfolgt die Simulation in den verschiedenen Jahreszeiten Übergangszeit, Sommer und Winter, die sich stark durch den thermischen Energiebedarf unterscheiden. Eine weitere Differenzierung zwischen Werktag, Samstag und Sonntag ist hier nicht notwendig, da die Bedarfsverläufe sich nicht wesentlich unterscheiden. Somit werden alle Simulationen für einen Werktag in den verschiedenen Jahreszeiten durchgeführt.

Im Gegensatz zur Betriebssimulation ist es bei der Simulation der Wirtschaftlichkeit notwendig, über ein ganzes Jahr zu simulieren. Hier ist es nicht möglich, anhand von Typtagen die generelle Wirtschaftlichkeit von Mini-BHKW abzuschätzen.

Die Leistung des Mini-BHKW ist mithilfe der Jahresdauerlinie so gewählt worden, dass es eine jährliche Laufzeit von mindestens 5.000 h erreicht. Des Weiteren kamen nur in der Leistung modulierbare BHKW-Typen zum Einsatz. Diese können sich besser als in der Leistung nicht modulierbare Mini-BHKW an die Lastverhältnisse im Objekt anpassen und erreichen somit längere Betriebszeiten im Jahr. Des Weiteren sind zukünftige Mini-BHKW-Brennstoffzellensysteme grundsätzlich in der Leistung modulierbar, deren Betriebsverhalten durch die Simulation somit berücksichtigt wird.

Ebenfalls wurde anhand der Jahresdauerlinie der Spitzenlastkessel für die thermische Spitzenlast ausgelegt. Auch hier kommen nur in der Leistung modulierbare Geräte zum Einsatz.

Die Wahl der Größe des thermischen Pufferspeichers erfolgte anhand der Empfehlungen der Mini-BHKW-Hersteller. Generell verbessert ein großer Pufferspeicher das Betriebsverhalten des Mini-BHKW dahingehend, dass dieses weniger in der Leistung takten oder modulieren muss. Allerdings ist dieser in der Investition teurer und des Weiteren muss ausreichend Platz dafür im Objekt vorhanden sein. Aus dem Pufferspeicher wird sowohl die Wärme für den Heizungskreislauf sowie für das Trinkwarmwasser gespeichert und entnommen.

### 3.2.1 Betriebssimulation im Objekt

Die folgenden Simulationsergebnisse für ein Mini-BHKW in einem Einfamilienhaus zeigen exemplarisch das Betriebsverhalten eines wärmegeführten Mini-BHKW in einem Durchschnitts-Einfamilienhaus der Siedlung. Die Ergebnisse sind bei einer richtigen Dimensionierung der Anlage prinzipiell auf die anderen Gebäudetypen dieser Siedlung (RH, RH-E, MFH) übertragbar. Die Konfiguration der Heizungsanlage ist aus der Tabelle 7 ersichtlich:

EFH	
BHKW $P_{el}$	0,05 - 1,0 kW
BHKW $P_{th}$	0,13 - 2,5 kW
Brenner $P_{th}$	4,8-19,5 kW
Pufferspeicher	500 l

Tabelle 7: Gewählte Mini-BHKW-Anlagenkonfigurationen für ein Einfamilienhaus

Der verwendete Mini-BHKW-Typ basiert auf der Brennstoffzellentechnologie, welche zurzeit aber noch nicht in Seriengeräten verfügbar ist. Vorhandene motorische Seriengeräte sind für diesen Anwendungsfall in der Leistung zu groß. Die Folge wären zu wenig Betriebsstunden in einem Jahr, wodurch kein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann.

Im Folgenden sind die wichtigsten Simulationsergebnisse für den Sommer, die Übergangszeit und den Winter dargestellt. Zu erkennen ist, dass zu jeder Jahreszeit eine ausgeprägte thermische Spitze in den Morgen- sowie in den Abendstunden vorzufinden ist. Des Weiteren ist der thermische Bedarf im Sommer tagsüber sehr gering im Gegensatz zu der Übergangszeit und dem Winter. In den Nachtstunden ist er fast gar nicht vorhanden. Im Nachfolgenden ist das Betriebsverhalten des Mini-BHKW für die verschiedenen Jahreszeiten abgebildet.

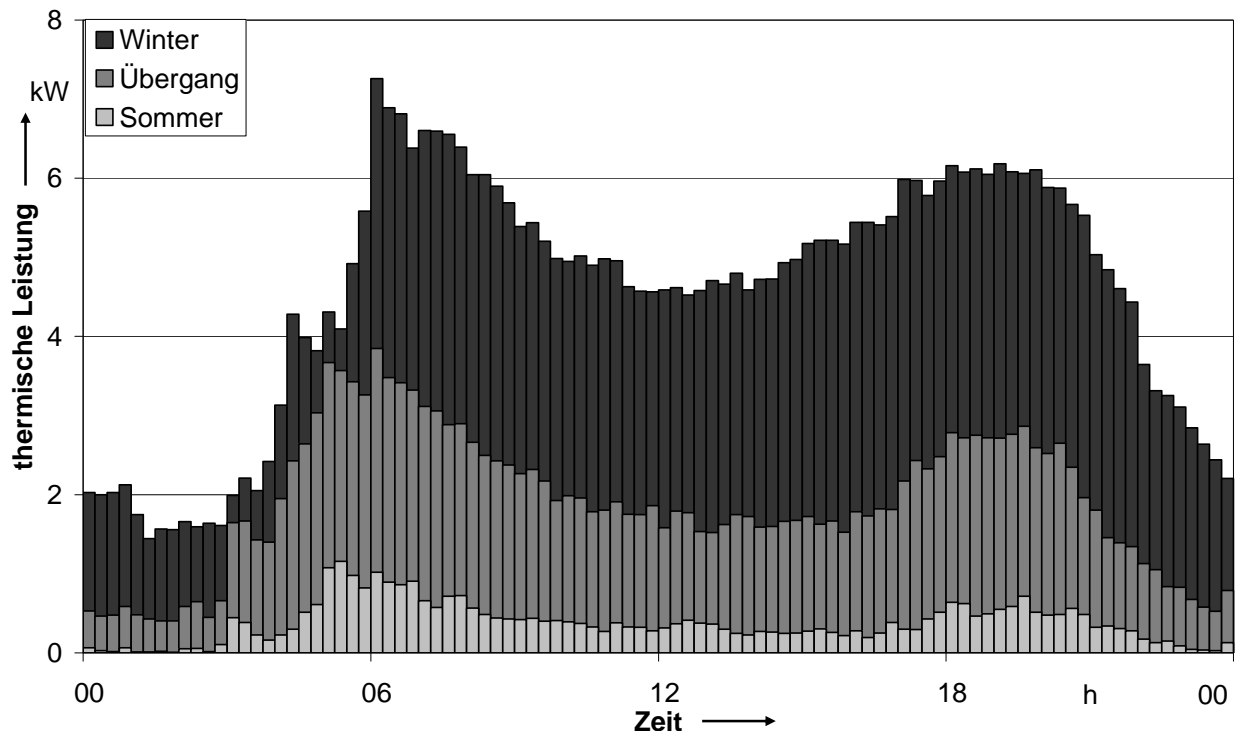
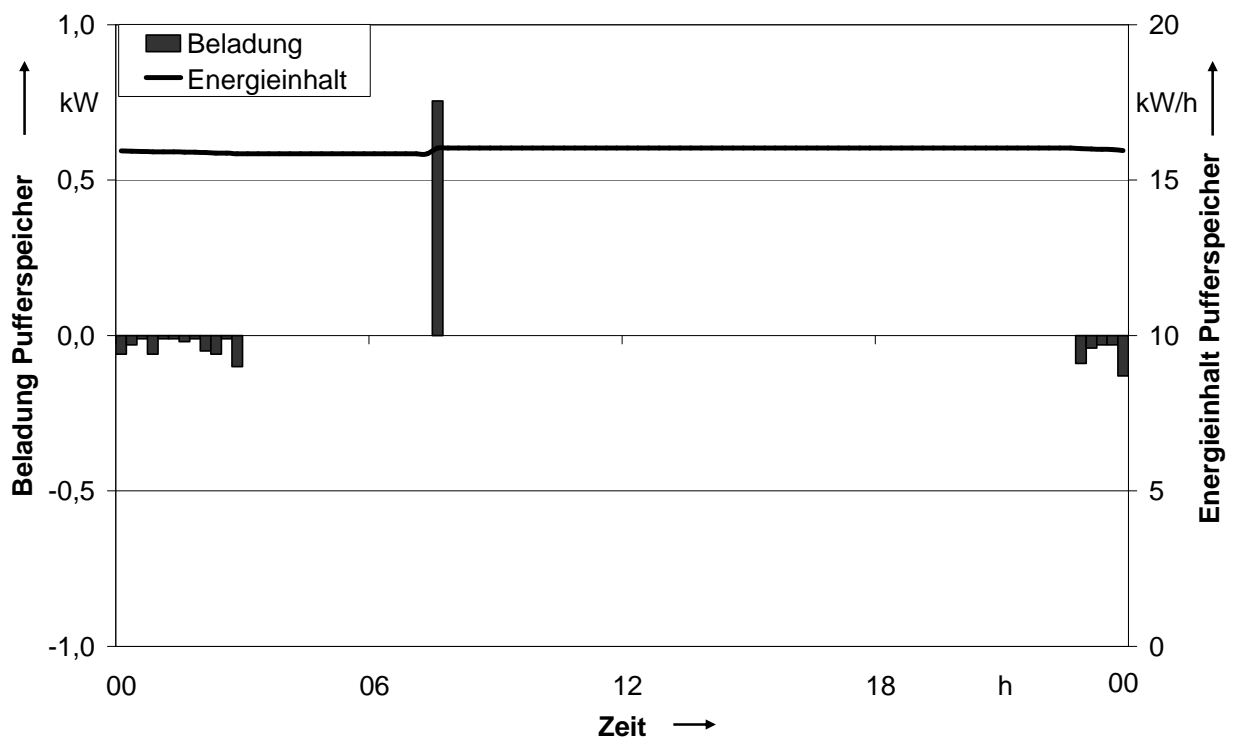
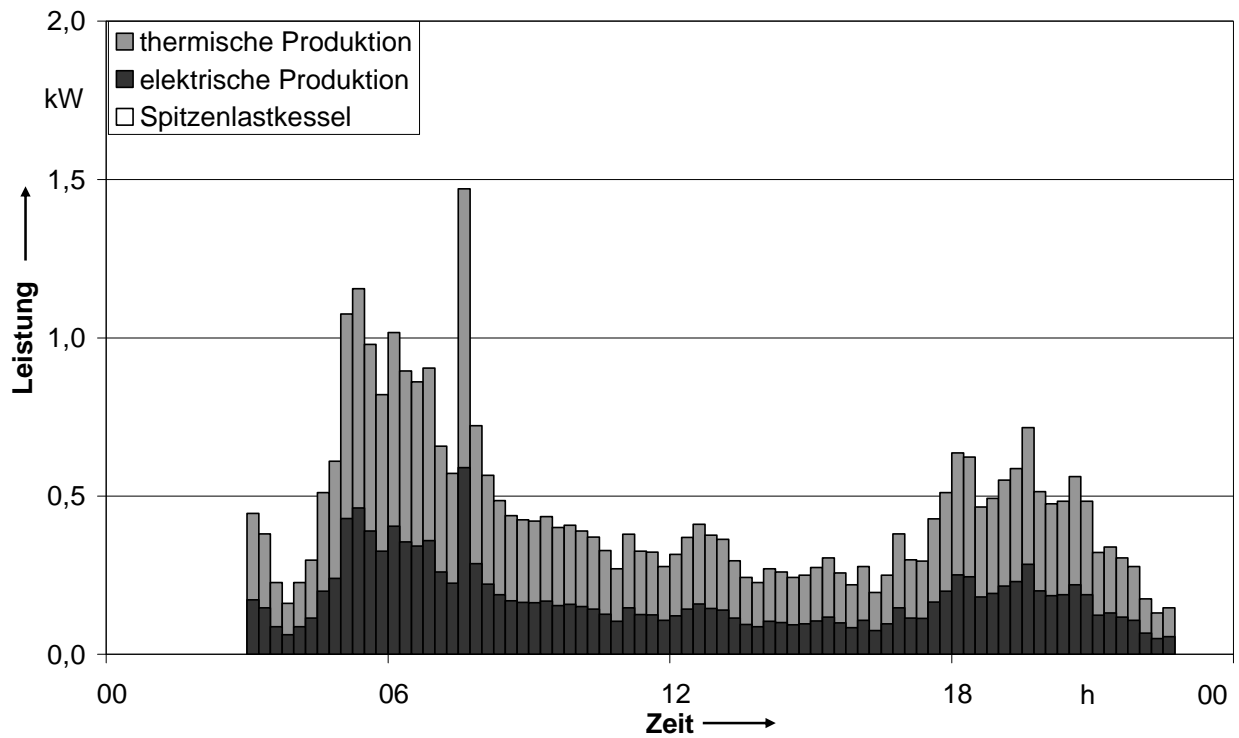


Abbildung 22: Thermischer Lastgang für das Durchschnitts-EFH an dem Typtag Werktag für die verschiedenen Jahreszeiten

In der Sommerzeit kann das Mini-BHKW komplett den thermischen Bedarf mithilfe des Pufferspeichers und ohne Hilfe des Spitzenlastkessels decken. Aufgrund der wärmegeführten Fahrweise richtet sich der Erzeugungsgang stark nach dem thermischen Lastgang des Objektes, siehe Abbildung 23. Der Pufferspeicher wird in diesem Fall wenig eingesetzt, da das Mini-BHKW wegen der Möglichkeit der Leistungsmodulation dem thermischen Lastgang problemlos folgen kann. Die impulsartige Beladung des Pufferspeichers könnte mit einer verbesserten Ladestrategie vergleichmäßigt werden.

Aufgrund des höheren thermischen Bedarfes in der Übergangszeit läuft das Mini-BHKW mit höherer Leistung länger über den Tag verteilt. Wieder kann mithilfe des Pufferspeichers und ohne Hilfe des Spitzenlastkessels die thermische Energie durch das Mini-BHKW zur Verfügung gestellt werden, siehe Abbildung 25. Thermische Leistungen in der Nachfrage, die über die thermische Leistung des Mini-BHKW hinausgehen, werden vom Pufferspeicher zur Verfügung gestellt. In lastschwächeren Zeiten wird die entnommene Energie durch das Mini-BHKW wieder in den Pufferspeicher eingelagert, siehe Abbildung 26.





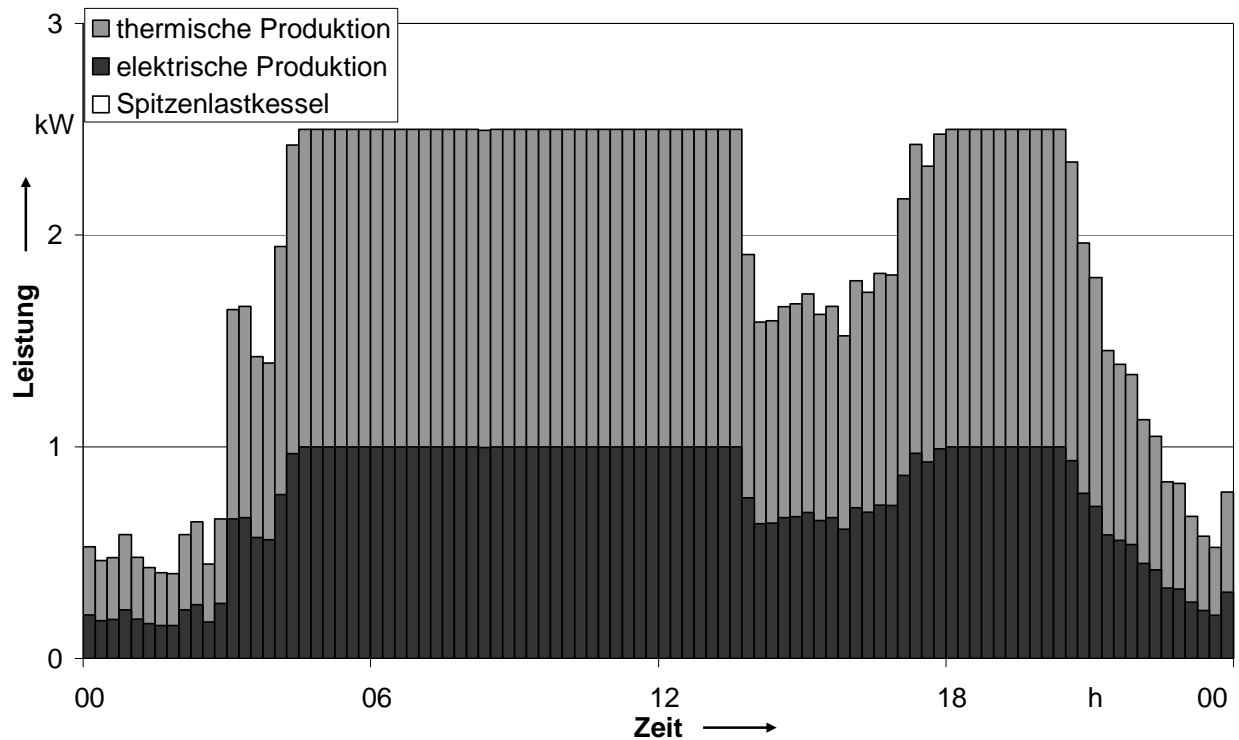


Abbildung 25: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW im Durchschnitts-EFH  
an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit

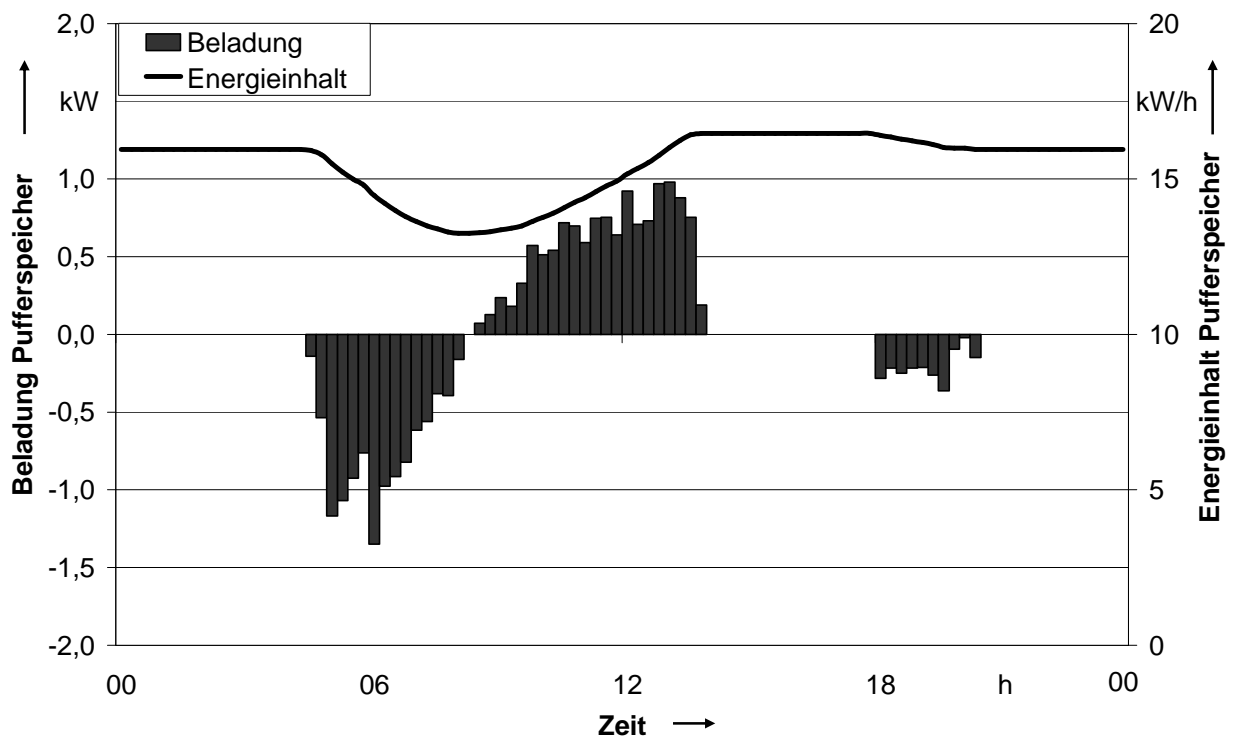


Abbildung 26: Beladung und Energieinhalt des Pufferspeichers  
an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit

Aufgrund des hohen thermischen Energiebedarfs im Winter läuft das Mini-BHKW schon mit Beginn des Tages an, um den thermischen Bedarf decken zu können. Reicht die thermische Leistung des Mini-BHKW nicht mehr aus, so stellt im ersten Schritt der Pufferspeicher die Energie zur Verfügung und im zweiten Schritt der Spitzenlastkessel. Die Beladung des Pufferspeichers durch den Spitzenlastkessel ist hier nicht vorgesehen. Deswegen verdrängt der Spitzenlastkessel das Mini-BHKW. Dies kann erfolgen, wenn die Leistung des Mini-BHKW und die aus dem Pufferspeicher zu gering sind, aber die Mindestleistung von Spitzenlastkessel und Mini-BHKW zu groß sind, siehe Abbildung 27. Hieraus lässt sich folgern, dass die Anlage für dieses Haus überdimensioniert ist. So verhält sich die Anlage in einem Einfamilienhaus mit einem um 30 % höheren thermischen Energiebedarf wesentlich optimaler, vergleiche Abbildung 29. Dort läuft das Mini-BHKW fast den ganzen Tag durch. Allerdings ist auch in der Realität damit zu rechnen, dass nicht alle Anlagen optimal ausgelegt sind.

Im Umkehrschluss ist daraus ableitbar, dass reale Systeme sehr gut aufeinander abgestimmt sein müssen, damit solche Betriebszustände nicht vorkommen. In der Branche wird sogar davon gesprochen, dass mindestens 80 % der Heizungsanlagen nicht den Möglichkeiten ihrer Komponenten entsprechend arbeiten [Becker 2006].

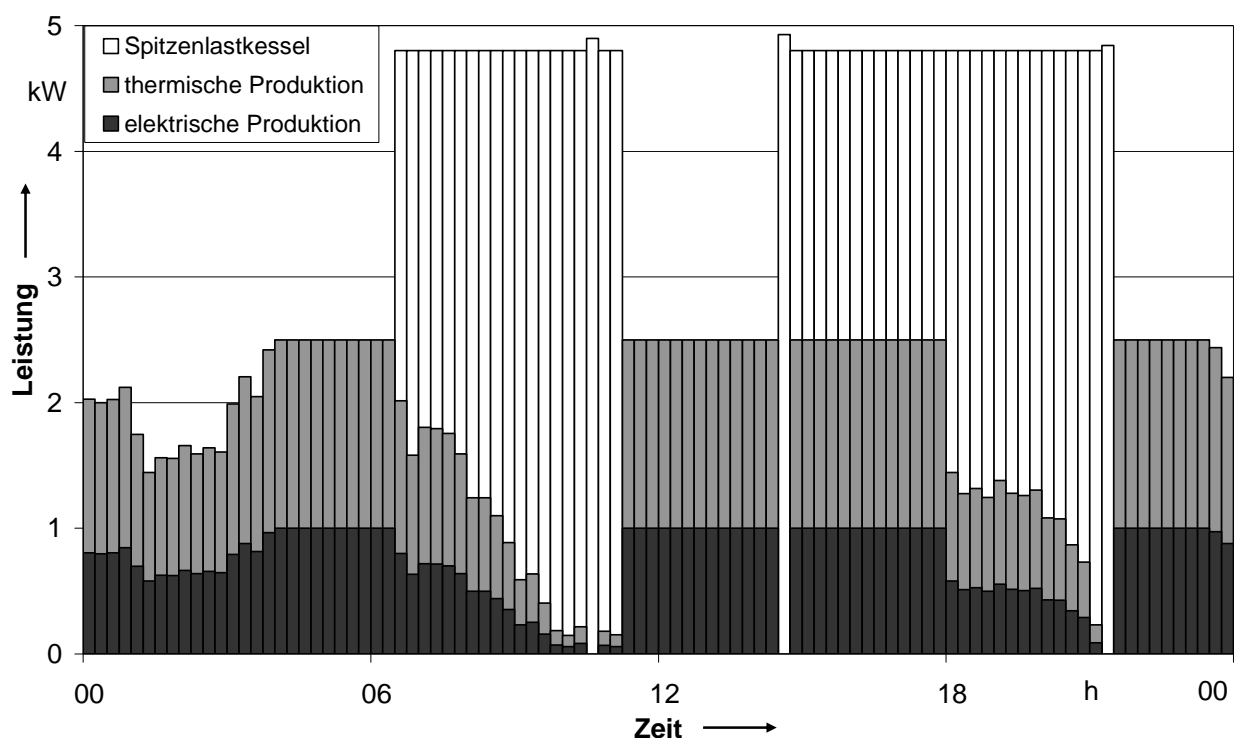


Abbildung 27: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW im Durchschnitts-EFH  
an dem Typtag Werktag für die Winterzeit

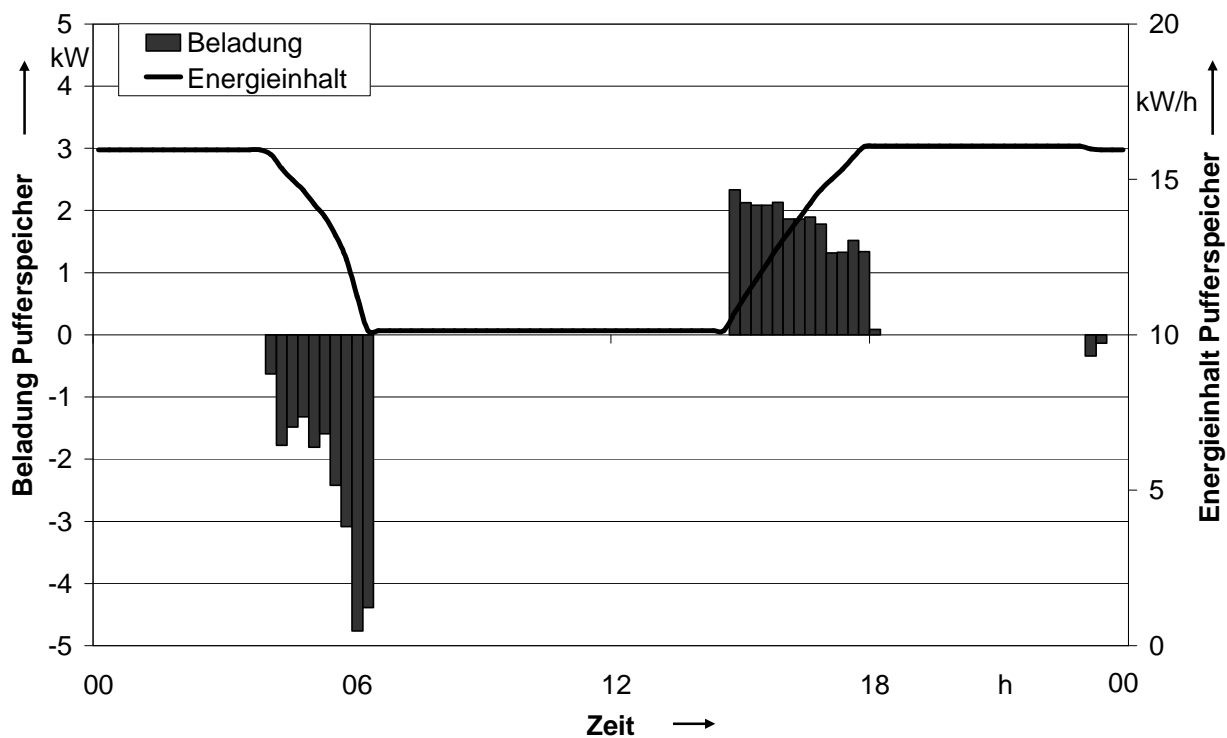


Abbildung 28: Beladung und Energieinhalt des Pufferspeichers  
an dem Typtag Werktag für die Winterzeit

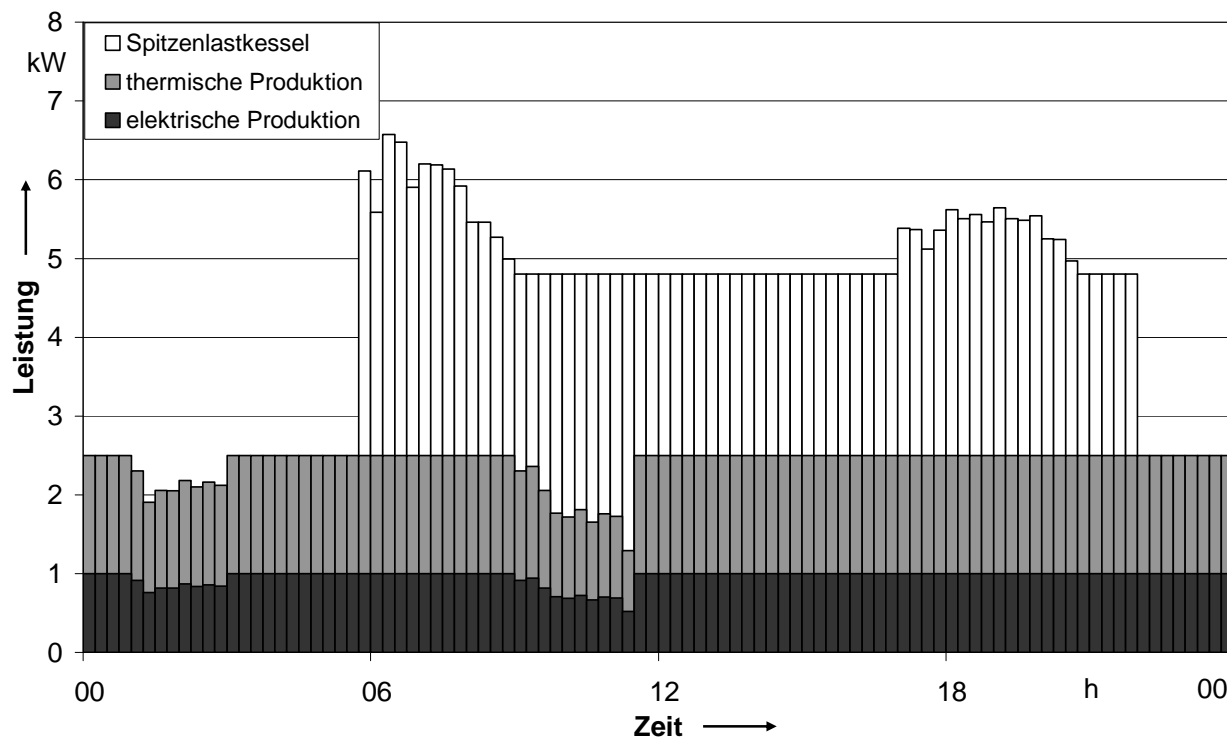


Abbildung 29: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem EFH mit einem  
höheren thermischen Bedarf an dem Typtag Werktag für die Winterzeit

Ersichtlich aus dieser Simulation ist, dass ein Mini-BHKW generell an kalten Tagen eine höhere Volllaststundenanzahl pro Tag erreicht als an warmen Tagen. Aus der Einzelsimulation können allerdings noch keine Rückschlüsse auf die Beeinflussung der Netzbezugslast gezogen werden. Dazu muss die Simulation für mehrere Objekte mit unterschiedlichem jährlichem Energieverbrauch erfolgen.

### 3.2.2 Betriebssimulation in der Siedlung

Um die Auswirkungen einer verstärkten dezentralen Energieerzeugung mit Mini-BHKW auf das elektrische Versorgungsnetz beurteilen zu können, ist es erforderlich, die auftretenden Veränderungen in der Netzbezugslast zu kennen. Hierzu wurde das Betriebsverhalten in den einzelnen Gebäuden der untersuchten Siedlung simuliert. Die gemessene Netzbezugslast abzüglich der integrierten Einzelerzeugungsgänge ergibt die neue Netzbezugslast für das einzelne Szenario.

Im Folgenden sind die Durchdringungsgrade 10 %, 20 % sowie 40 % des Gebäudebestandes mit Mini-BHKW betrachtet. Die Durchdringungsgrade von bis zu 20 % dürfen als realistisch für die Zukunft angesehen werden. Das 40 %-Szenario ist somit eine Worst-Case-Abschätzung.

Im Gegensatz zur Betriebssimulation im einzelnen Objekt wurde hier nicht das ermittelte Durchschnittsgebäude simuliert, sondern jedes Gebäude einzeln, mit seinem eigenen Jahresenergiebedarf. Die Gebäude mit dem höchsten thermischen Jahresenergiebedarf wurden absteigend in die einzelnen Szenarien mit aufgenommen. Diese Annahme beruht darauf, dass der Einsatz eines Mini-BHKW in Objekten mit einem hohen thermischen Jahresenergiebedarf am sinnvollsten ist. Mithilfe der Jahresdauerlinie erfolgte wieder die Auslegung der Heizungsanlage, siehe Tabelle 8.

	EFH/RH/RH-E	MFH
BHKW $P_{el}$	0,05 - 1,0 kW	1,3 - 4,7 kW
BHKW $P_{th}$	0,13 - 2,5 kW	4,0 - 12,5 kW
Brenner $P_{th}$	4,8-19,5 kW	19 - 78 kW
Pufferspeicher	500 l	950 l

Tabelle 8: Gewählte Mini-BHKW-Anlagenkonfigurationen für die verschiedenen Gebäudeklassen

Das Durchdringungsszenario 10 % besteht hauptsächlich aus den gewerblichen Objekten sowie Mehrfamilienhäusern. Deren Heizungsanlage beinhaltet ein in der Leistung größeres Mini-BHKW als in den übrigen Objekten. Hiermit ist zu erklären, dass die Senkung der Netzbezugslast in diesem Szenario relativ hoch ist, im Gegensatz zu den beiden Szenarien mit höheren Durchdringungsgraden.

Im Sommer dominiert der thermische Bedarf für die Bereitstellung des Trinkwarmwassers. Bei einer wärmegeführten Fahrweise kann es vorkommen, dass die thermischen Leistungsspitzen in den Morgen- und Abendstunden in das elektrische Netz durch die gekoppelte Energieproduktion übertragen werden, siehe Abbildung 30. Der starke Gradient ist durch den hohen Gleichzeitigkeitsfaktor aufgrund der Verwendung der skalierten Lastprofile für die verschiedenen Objekte zu erklären. Dass alle installierten Mini-BHKW annähernd gleich anlaufen, ist in Wirklichkeit aufgrund eines geringeren Gleichzeitigkeitsfaktors nicht zu erwarten. Allerdings besteht hier trotzdem Handlungsbedarf, um ein Übertragen von steilen Leistungsgradienten aus dem Gasnetz in das elektrische Netz zu verhindern.

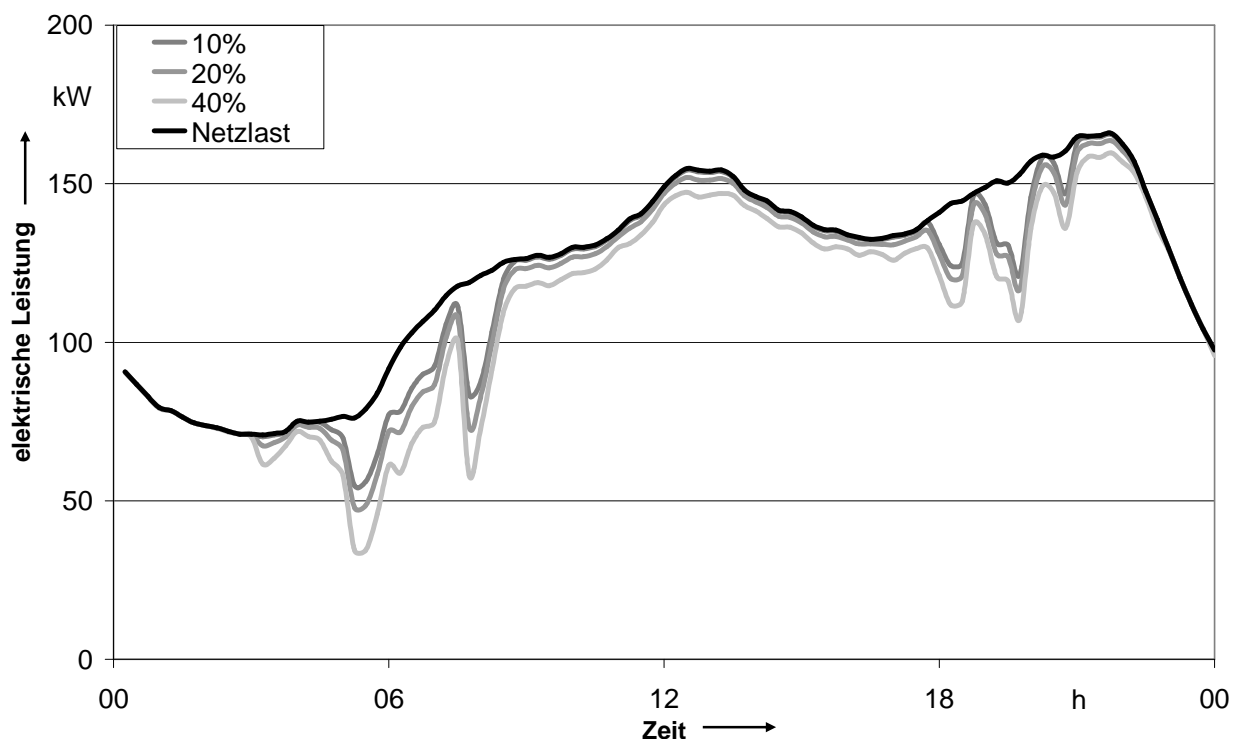


Abbildung 30: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit  
bei verschiedenen Durchdringungsgraden

Bei einer niedrigen Außentemperatur steigt der Heizbedarf stark an und der Trinkwarmwasser-Bedarf gerät in den Hintergrund. Dieser insgesamt steigende thermische

Bedarf führt dazu, dass die Mini-BHKW mit höherer Leistung insgesamt länger konstant am Tag durchlaufen. Somit wird die gesamte Netzbezugslast im Gegensatz zum Sommer konstant gesenkt, siehe Abbildung 31.

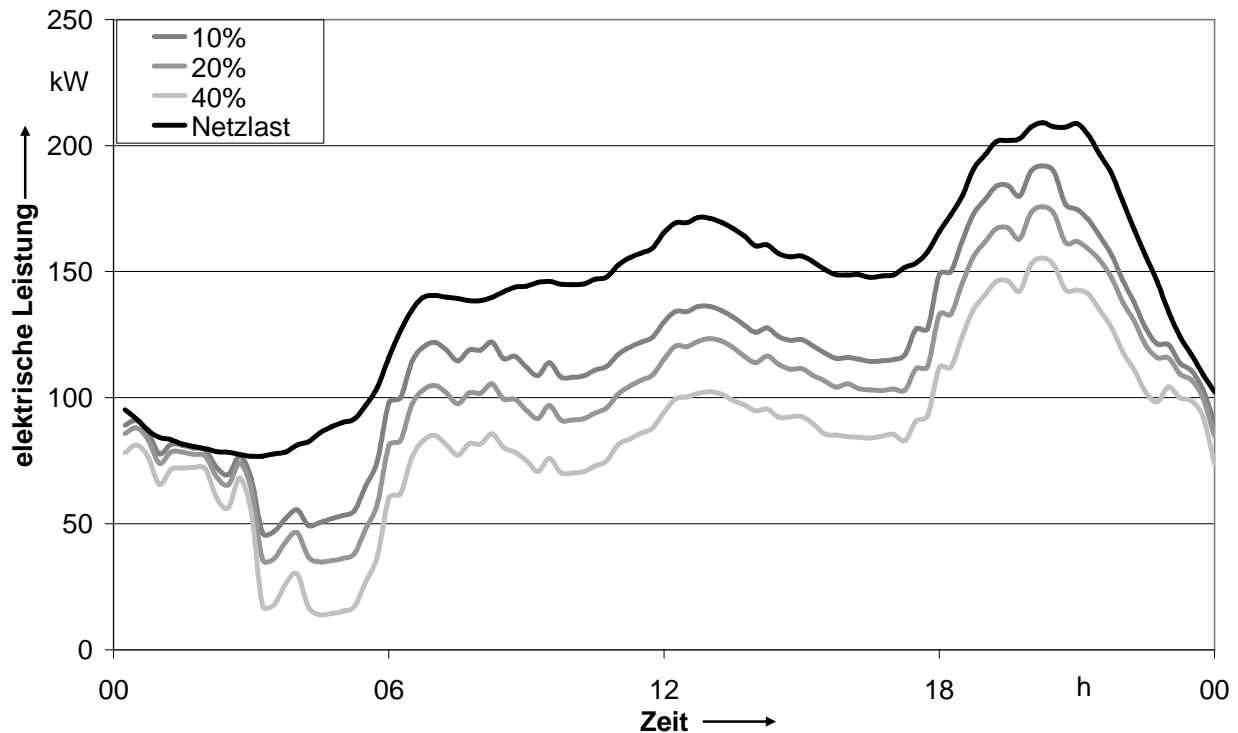


Abbildung 31: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden

Im Winter ist der gesamte thermische Bedarf aufgrund der noch niedrigeren Außentemperaturen am höchsten. Um diesen Bedarf decken zu können, laufen die Mini-BHKW annähernd den ganzen Tag mit voller Leistung, so dass die Netzbezugslast den ganzen Tag über nahezu konstant gesenkt wird, siehe Abbildung 32. Der eventuelle Einfluss des Spitzenlastkessels ist in der Gesamtdarstellung nicht mehr zu erkennen, da dies ein Einzelfall bei bestimmten Betriebszuständen der einzelnen Anlage ist.

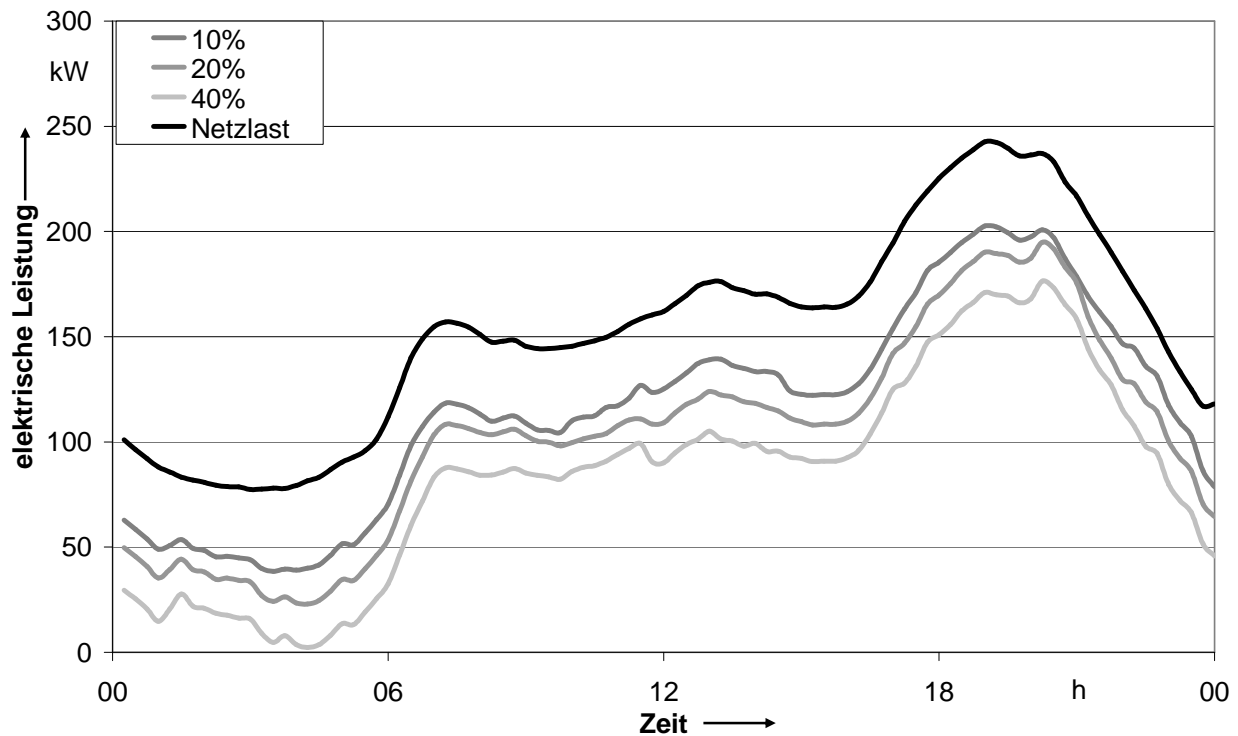


Abbildung 32: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Winterzeit  
bei verschiedenen Durchdringungsgraden

Folgende Ergebnisse können aus der Simulation für den Netzbetrieb gezogen werden:

- Die Netzbezugslast wird bei niedrigen Außentemperaturen konstant gesenkt. Die Folge ist eine Verringerung der Übertragungsverluste.
- Aufgrund der Senkung der Netzbezugslast in den kalten Jahreszeiten (Winter und Übergangszeit), in denen die höchsten Netzbezugslasten auftreten, ist es möglich, die Netzbetriebsmittel kleiner zu dimensionieren.
- Eine Übertragung steiler Leistungsgradienten aus dem Gasnetz in das elektrische Versorgungsnetz ist möglich.
- Das konstante BHKW-Einspeiseprofil, siehe Abbildung 9, ist in erster Näherung für auf Grundlast dimensionierte Mini-BHKW verwendbar.
- Eine zentrale Steuerung der Mini-BHKW erscheint sinnvoll, um den Verlauf der Netzbezugslast über den Tag weiter zu glätten.
- Eine Lastflussumkehr vom Niederspannungsnetz in das Mittelspannungsnetz kann bei hohen Durchdringungsgraden, vor allem in den Nachstunden, auftreten.



### 3.3 Einfluss auf das Gasnetz

Mini-BHKW benötigen als Treibstoff entweder (Bio-) Öl oder (Bio-) Gas. In dieser Arbeit liegt der Schwerpunkt auf Mini-BHKW mit einem Gasmotor, die den Brennstoff aus dem Erdgasnetz beziehen. Hierbei stellt sich die Frage, inwieweit die Mini-BHKW sich auf den Betrieb eines Erdgasnetzes auswirken, wenn hohe Durchdringungsgrade erreicht werden. So besteht bei einer zentralen Steuerung der Anlagen, um Leistungsspitzen im elektrischen Versorgungsnetz zu decken, die Gefahr, dass damit problematische Leistungsspitzen im Gasnetz verursacht werden. Hierzu erfolgt eine qualitative Betrachtung für die unterschiedlichen Jahreszeiten.

Im Sommer wirkt sich die durch die Mini-BHKW verursachte zusätzliche Gaslast nicht technisch auf das Gasnetz aus, da die Gesamtlast im Sommer unter der realen maximalen Last des Netzes und unter den Bezugsspitzen, die in den kalten Jahreszeiten auftreten, liegen. Des Weiteren sind steile Leistungsgradienten im Gasnetz nicht so problematisch wie im elektrischen Netz, da die unter Druck stehenden Rohrleitungen einen natürlichen Gasspeicher bilden.

Im Worst-Case-Szenario im Winter hat die maximale Gaslast, die durch einen vermehrten Einsatz von Mini-BHKW erhöht wird, ebenfalls keine technischen Auswirkungen auf das Gasnetz, da dieses in diesem Fall noch genügend Kapazitätsreserven aufweist. Falls in anderen Siedlungen durch einen Mini-BHKW-Einsatz eine Kapazitätserweiterung des Gasnetzes nötig wäre, würden die erhöhten Gasumsätze bzw. Netznutzungsentgelte die Investitionskosten höchstwahrscheinlich übersteigen und damit würden sich die Investitionen zur Kapazitätserweiterung rentieren. Wenn durch einen umfangreichen BHKW-Einsatz in einem örtlichen Versorgungsgebiet die zwischen Gasversorger und Vorlieferant vereinbarte maximale Jahreslast übertroffen wird, würden zwar zusätzliche Kosten für den Versorger entstehen, die aber wiederum einem erhöhten Gasumsatz gegenüberstehen. Bei einer vollständigen Durchdringung von BHKW im Versorgungsgebiet kann ein gesteigerter Gasverbrauch von über 50 % gegenüber konventionellen Gasgeräten realisiert werden. Insgesamt scheint sich ein Einsatz mit BHKW positiv auf die Geschäfte des Gasversorgers bzw. Gasnetzbetreibers auszuwirken.

## **4 Integrationsstrategien**

### **4.1 Integration von DEA in das elektrische Versorgungsnetz**

Die besondere Herausforderung bei der Integration von DEA in das elektrische Versorgungsnetz besteht darin, dass deren Anschluss an das Netz in den Netzebenen stattfindet, wo vorher nur Verbraucher angeschlossen waren. Daraus ergibt sich in der Zukunft ein Wandel der Netzstruktur von der Top-Down-Struktur hin zur Bottom-Up-Struktur. Eine weitere Herausforderung ist, dass es viele unterschiedliche Typen von DEA gibt, die aus den verschiedensten Energiequellen elektrische Energie erzeugen. Die Energiequellen sind dabei in fluktuierende (z. B. Sonne und Wind) und nicht fluktuierende Energiequellen (z. B. Biomasse und –gas sowie konventionelle Brennstoffe) zu unterscheiden.

Bei den fluktuierenden Energiequellen ist die Integration besonders schwierig. Die DEA, die diese Energiequelle benutzen, speisen sehr unregelmäßig und eventuell nicht dem Bedarf entsprechend Energie ein. Sie müssen dementsprechend von anderen Kraftwerken ausgeregelt werden und stellen eine zusätzliche Störgröße zu den Verbrauchern dar. Dies ist besonders bei hohen Durchdringungsgraden mit DEA, wie bei der Windenergie, problematisch.

Bei DEA, die aus nicht fluktuierenden Energiequellen die elektrische Energie gewinnen, ist die Integration dementsprechend einfacher. Hier richtet sich die elektrische Energieproduktion entweder nach dem Bedarf des Betreibers (z. B. Mini-BHKW) oder nach der gesetzlichen Förderung (z. B. Biomasseanlage). Dadurch ergibt sich eine leicht schwankende oder konstante Einspeisung von elektrischer Energie in das Netz. Diese DEA sind deswegen leichter in das elektrische Netz integrierbar.

Um Integrationsstrategien entwickeln zu können, deren Ziel es ist, nicht nur die technische Realisation des eigentlichen Anschlusses der DEA an das elektrische Netz umzusetzen, sondern auch einen hohen Gesamtnutzen für das ganze System zu erreichen, ist es notwendig, die technischen und wirtschaftlichen Gesamtbedürfnisse aller Systeme mit zu berücksichtigen. Hier gibt es zwar schon erste Ansätze in Form eines „Netz-sicherheitsmanagements“ für EEG-Anlagen, bei dem Anlagen in erzeugungsstarken und lastschwachen Zeiten vom Netz genommen werden, um dieses zu schützen [Gorgas 2005]. Allerdings greift dieser Ansatz noch zu kurz, denn er versucht nicht das Gesamtsystem zu optimieren, sondern mögliche Netzengpässe abzuwenden. Auch in den Anschlussbedingungen, wie sie in den Gesetzen und technischen Regelwerken vorzu-

finden sind, ist der Gedanke einer systemgerechten Integration nicht enthalten. Deswegen soll im Weiteren eine systemgerechte Integration für die Mini-BHKW entwickelt werden.

## **4.2 Netzorientierte Integration**

Trotz einer starken Zunahme von DEA in den Verteilungsnetzen erfolgt die Integration von den DEA in das elektrische Versorgungsnetz bis jetzt noch nicht unter den Gesichtspunkten des vollständigen elektrischen Versorgungssystems. Die Anlagen sind zwar als Einzelgerät in der Lage, elektrische Energie zu erzeugen und in die elektrischen Versorgungsnetze einzuspeisen, allerdings orientiert sich die Einspeisung dabei nicht unbedingt an den aktuellen Bedürfnissen im elektrischen Versorgungsnetz. Im Sinne des Systemgedankens müssen sich daher die Integration und der daraus resultierende Betrieb von DEA in Zukunft stärker an den Bedürfnissen des elektrischen Versorgungsnetzes orientieren. Im Folgenden soll dieses Vorgehen bei der Integration von DEA in das elektrische Versorgungssystem als netzorientierte Integration bezeichnet werden. Dabei nehmen technische und wirtschaftliche Kenngrößen auf die Gestaltung der netzorientierten Integration Einfluss.

Bei dem Konzept des Micro- oder Smart-Grids ist die Idee der netzorientierten Integration mit enthalten. So können abgeschlossene Netzbezirke mit DEA als Micro-Grid bezeichnet werden, wenn diese sich autark nur mithilfe der DEA und ohne ein vorgelagertes Netz versorgen können. Ist dies nicht möglich, aber die DEA sind bei der Planung und Betriebsführung des Netzbezirkes mit berücksichtigt, so dass dieses z. B. mit kleineren Betriebsmitteln auskommt, wird dies als Smart-Grid bezeichnet. Die einzelnen DEA müssen je nach Konzept zur Betriebsführung des Netzbezirkes informationstechnisch vernetzt sein.

Beim virtuellen Kraftwerk ist eine kommunikationstechnische Vernetzung unumgänglich. Hier werden viele verschiedene DEA in einem informationstechnischen Verbund zusammengeschlossen, so dass sie in Summe konventionelle Großkraftwerke ersetzen können. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass es in diesem Verbund möglich ist, die einzelnen Vor- und Nachteile einer jeden Anlage, wie z. B. fluktuierende Einspeisung, durch andere DEA auszugleichen. Der Steuerungs- und Regelbedarf bei diesen virtuellen Verbunden ist dabei sehr hoch.

Neben den Systemdienstleistungen, wie Spannungs- und Frequenzhaltung sowie Engpassmanagement, die für den Netzbetreiber von Interesse sind, ist bei einer netzorientierten Integration besonders die Bereitstellung von Spitzen- und Regelleistung von Interesse. Entweder soll dabei Spitzenleistung für einen lokalen Energieversorger oder Regelleistung für den Übertragungsnetzbetreiber angeboten werden können. Die Mini-BHKW scheinen für die Leistungsbereitstellung besonders geeignet zu sein, da diese sehr gut regelbar sind. Inwieweit es möglich ist, dies im Rahmen einer netzorientierten Integration zu nutzen, soll im Weiteren untersucht werden.

### **4.3 Netzorientierte Fahrweise für Mini-BHKW**

Ziel einer netzorientierten Fahrweise für Mini-BHKW ist es, die Bedürfnisse und Anforderungen des zu versorgenden Objektes und des elektrischen Versorgungsnetzes möglichst mit einer großen Schnittmenge zu erfüllen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Hauptaufgabe eines Mini-BHKW die Wärmeversorgung eines Gebäudes ist. Die Stromerzeugung kommt hierbei erst an zweiter Stelle. Um die Wärmeerzeugung von der Stromerzeugung zu entkoppeln, wird ein thermischer Speicher eingesetzt. Dieser wird als Puffer genutzt, um unbenötigte Wärme bei einer Stromproduktion für das Netz zwischenzuspeichern, oder um Wärme zu liefern, ohne dass Strom produziert wird. Auf Basis des wärmegeführten Betriebes ermöglicht die Kapazität von thermischen Speichern, die Höhe der Stromproduktion an die momentanen Erfordernisse des Netzes anzupassen.

Die netzorientierte Fahrweise baut auf der wärmegeführten Fahrweise auf, allerdings fließen in die wärmegeführte Betriebsstrategie zur Festlegung des zeitlichen Ablaufs und für die Höhe der Energieproduktion des Mini-BHKW die Bedürfnisse des elektrischen Versorgungsnetzes mit ein. Hierbei liegt der Fokus auf der Bereitstellung von elektrischer Spitzenleistung vom Mini-BHKW für das Netz.

Damit das Mini-BHKW die Bedürfnisse des Netzes in seiner Fahrweise mit berücksichtigen kann, müssen z. B. Fahrpläne im Mini-BHKW hinterlegt sein. Mit der netzorientierten Fahrweise soll des Weiteren eine komplizierte Kommunikations-, Steuerungs- und Regelungsstruktur, wie sie z. B. bei einem virtuellen Kraftwerk nötig ist, möglichst umgangen werden. Der Sinn dabei ist, dass der Aufbau und der Betrieb der dazu notwendigen Kommunikationsinfrastruktur technisch anspruchsvoll und mit hohen Investitionen verbunden sind.

### 4.3.1 Day-Ahead-Steuerung mit hinterlegten Typtagen

Bei der Day-Ahead-Steuerung mit hinterlegten Typtagen werden die elektrischen Netzbedürfnisse in Form von Fahrplänen im Mini-BHKW hinterlegt. Die Hinterlegung erfolgt einmalig, z. B. bei der Inbetriebnahme der Anlage, so dass eine Kommunikationsinfrastruktur nicht unbedingt notwendig ist. Hierzu wird beispielsweise das VDEW-Lastprofil für den Verbrauchertyp Haushalt oder, bei Kenntnis, das eigene Netzbezugslastprofil mithilfe des Jahresverbrauchs des betreffenden Objektes herunterskaliert. Zusätzlich können unterschiedliche Fahrpläne für die verschiedenen Jahreszeiten und Werktage hinterlegt werden. Diese Lastprofile werden schließlich vom Mini-BHKW bei seiner Energieproduktion mit berücksichtigt, siehe Abbildung 33. Dabei kann das Mini-BHKW diese Vorgaben einhalten, wenn es die Situation im Objekt zulässt, oder aber auch missachten. Die Vorgabe ist im Sinne der netzorientierten Fahrweise nur ein weicher Faktor, der die wärmegeführte Fahrweise beeinflusst, aber nicht direkte, streng einzuhaltende Vorgaben macht. Arbeiten zahlreiche BHKW in einem Netzbezirk nach diesem Prinzip, so können sie zur Entlastung des Netzes beitragen.

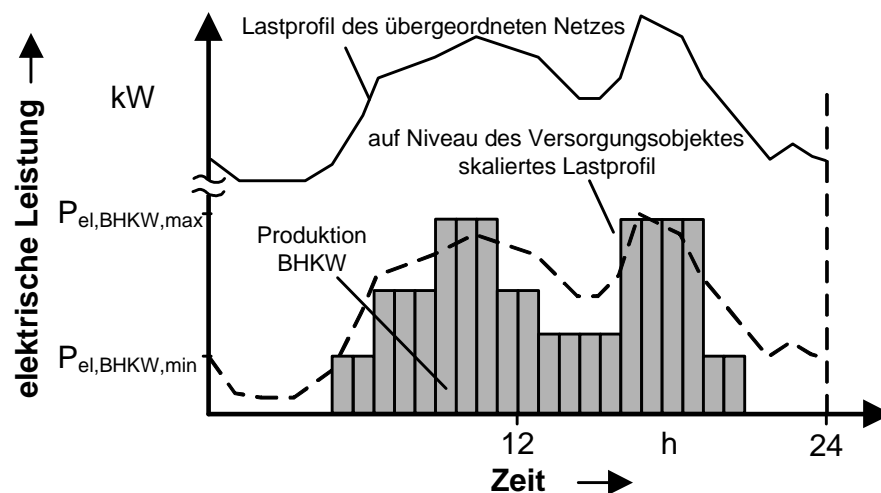


Abbildung 33: Erzeugung mit dem Lastprofil des übergeordneten Netzes als Führungsgröße unter der Annahme der Möglichkeit einer vollständigen Wärmeabfuhr

Im Folgenden sind die Simulationsergebnisse dargestellt, die auf diesem Integrationsansatz beruhen. Hierbei ist in den Anlagen, im Gegensatz zu den vorhergehenden Simulationen, das jeweilige Durchschnittsprofil des Netzbezirks hinterlegt. Die Anlage ermittelt nun mithilfe der Vorgabe vom Netz eine neue, sich von der rein wärmegeführten Fahrweise unterscheidende Betriebsstrategie. Der Fahrplan für das Netz wird dadurch

berücksichtigt, dass der Betriebspunkt Energielieferung für das Netz und Eigenverbrauch bzw. Speicherung der thermischen Energie wirtschaftlich der optimale Betriebspunkt ist.

Im Folgenden sind die Ergebnisse aus dem Sommer und der Übergangszeit für das Durchschnittseinfamilienhaus der Siedlung dargestellt. Die Winterzeit wurde nicht näher betrachtet, da aufgrund des hohen thermischen Bedarfs im Winter und des daraus resultierenden Volllastbetriebs der Anlage über den ganzen Tag wenig Optimierungspotenzial vorhanden ist.

Das Simulationsergebnis zeigt, dass in der Sommerzeit eine Bündelung der Produktion zu der Zeit erfolgt, in der die Spitzenleistung im elektrischen Versorgungsnetz benötigt wird, vgl. Abbildung 23 mit 34. Gleichzeitig erfolgt eine bessere Auslastung des thermischen Pufferspeichers.

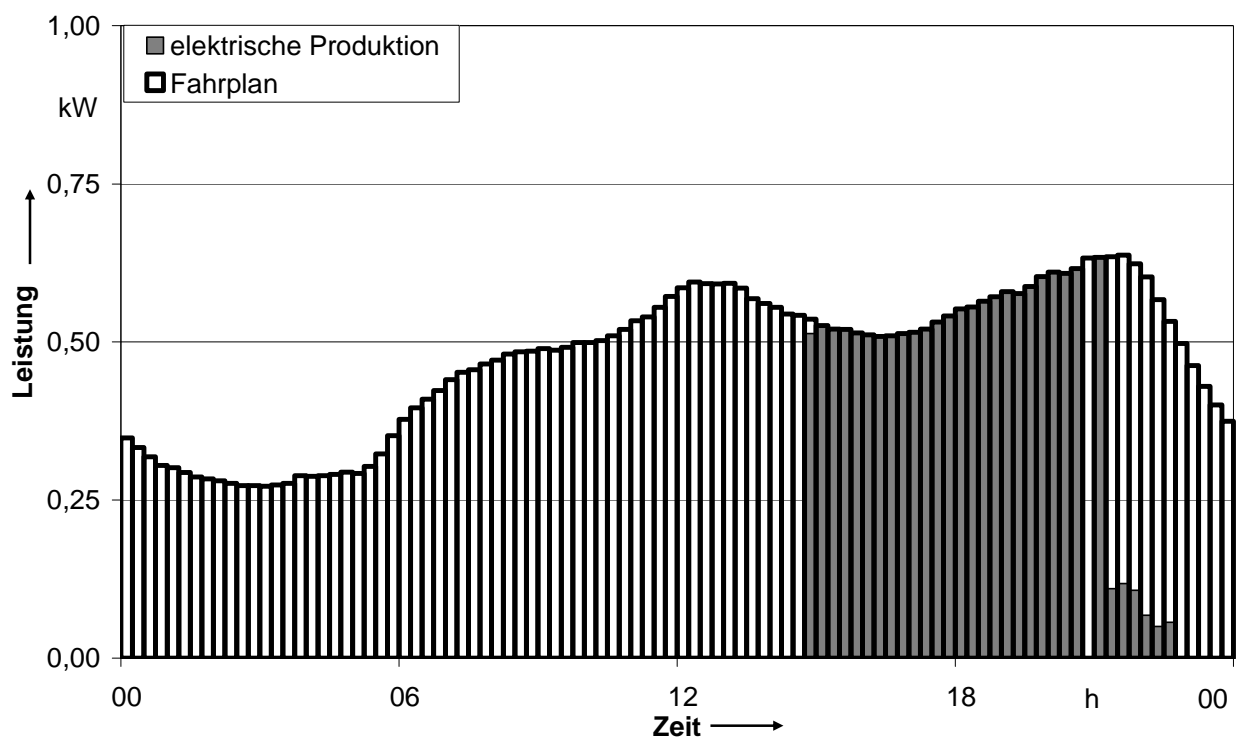


Abbildung 34: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem Einfamilienhaus mit der Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen für den Typtag Werktag für die Sommerzeit

In der Übergangszeit verändert sich ebenfalls der Verlauf des Erzeugungsgangs. Allerdings ist die Veränderung bei einer Anlage zu gering, um daraus einen Vorteil für das gesamte Netz ableiten zu können, vgl. Abbildung 25 mit 35. Hierzu müssen die Veränderungen von allen Anlagen in Summe betrachtet werden.

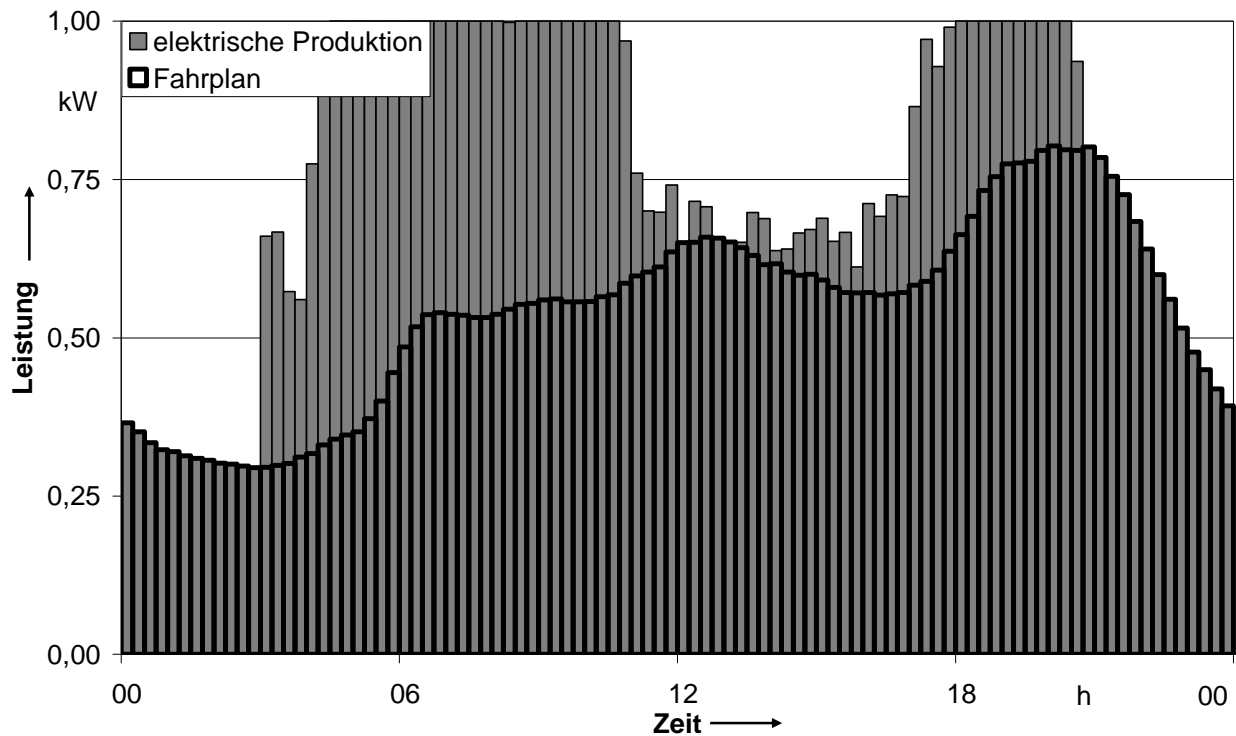


Abbildung 35: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem Einfamilienhaus mit der Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen für den Typtag Werktag für die Übergangszeit

Bei der Simulation für den ganzen Netzbezirk ergibt sich im Sommer durch die Day-Ahead-Steuerung mit hinterlegten Typtagen im Gegensatz zu der wärmegeführten Fahrweise eine vergleichmäßigte Einspeisung. Des Weiteren kommen keine steilen Leistungsgradienten mehr vor, die aus dem Gasnetz in das elektrische Versorgungsnetz übertragen werden, siehe Abbildung 36.

Des Weiteren ist der Einfluss des thermischen Pufferspeichers auf die Fahrweise des Mini-BHKW im Sommer sehr gut zu erkennen. In dem Szenario mit einer Durchdringung von 10 % sind vor allem Mehrfamilienhäuser mit einem Mini-BHKW ausgestattet. Der thermische Speicher ist aufgrund des höheren thermischen Energiebedarfs schneller leer als in den Einfamilienhäusern und das Mini-BHKW muss in diesem Szenario in den Mittagsstunden den Speicher wieder befüllen. Im Gegensatz dazu ist der Speicher für eine netzorientierte Fahrweise im Einfamilienhaus ausreichend groß, so dass das Mini-BHKW hier erst am Abend die tagsüber entnommene Energie wieder auffüllen muss. Daraus ist ableitbar, dass der thermische Speicher bei netzorientierten Fahrweisen größer dimensioniert werden muss, damit die Anlage mehr Spielraum bei der Gestaltung des zeitlichen Ablaufs der Energieproduktion für das Netz hat.

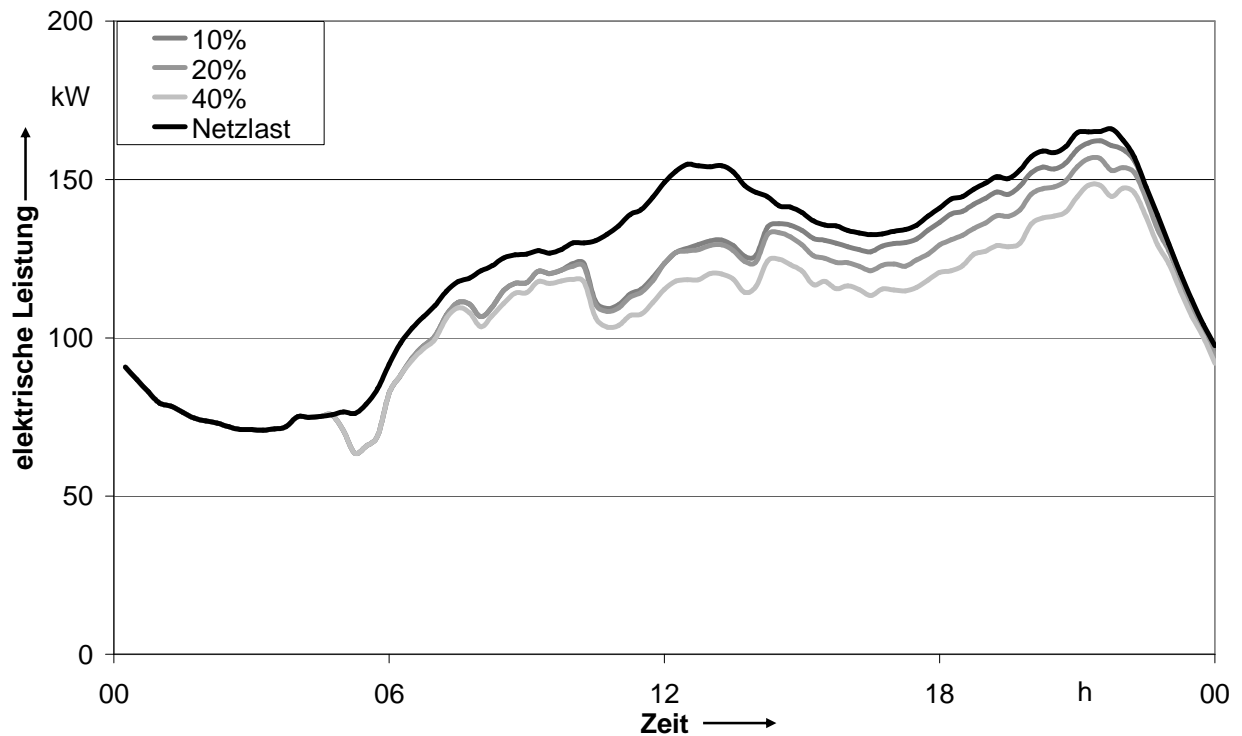


Abbildung 36: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden mit Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen

Folgendes Beispiel soll diesen Sachverhalt verdeutlichen. Der thermische Speicher ist in den Mehrfamilienhäusern verdoppelt worden und die Randbedingung für den Beladungsgrad des Speichers am Anfang und Ende des Tages wurde von 50 % auf 75 % gesetzt. Zu erkennen ist in folgender Abbildung, dass damit eine sehr gute Vergleichmäßigung des Lastgangs erreicht wird.



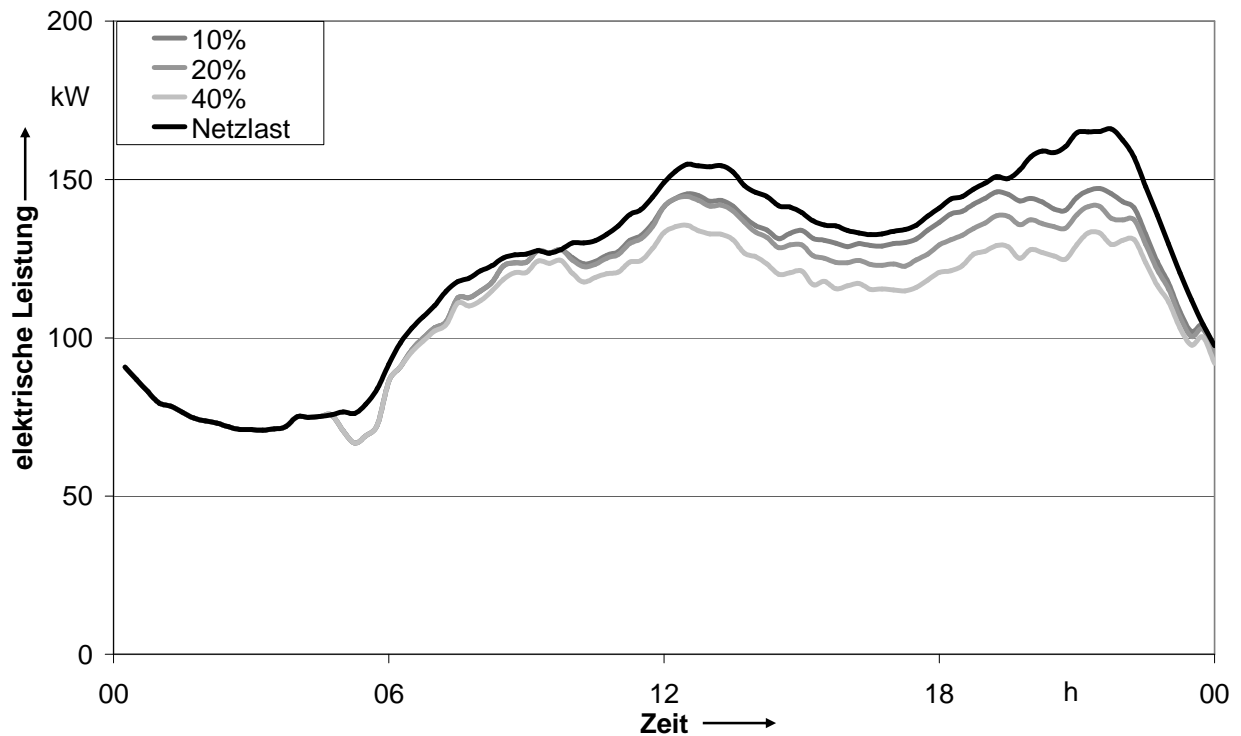


Abbildung 37: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden mit Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen und veränderten Randbedingungen

In der Übergangszeit kann die passive Day-Ahead-Steuerung wenig bewirken, da die thermische Last relativ hoch ist, so dass die Mini-BHKW über den Tag gesehen schon eine hohe Auslastung erreichen, vgl. Abbildung 31 mit 38. Allerdings ist in der Übergangszeit das Potenzial zur Reduzierung der Abendspitze vorhanden. Hauptsächlich können hierzu erneut die installierten Mini-BHKW in den Mehrfamilienhäusern beitragen. Eine Simulation mit den vorher genannten veränderten Rahmenbedingungen für diesen Anlagentyp zeigt, dass die Abendspitze dadurch weiter gesenkt werden kann, siehe Abbildung 39.

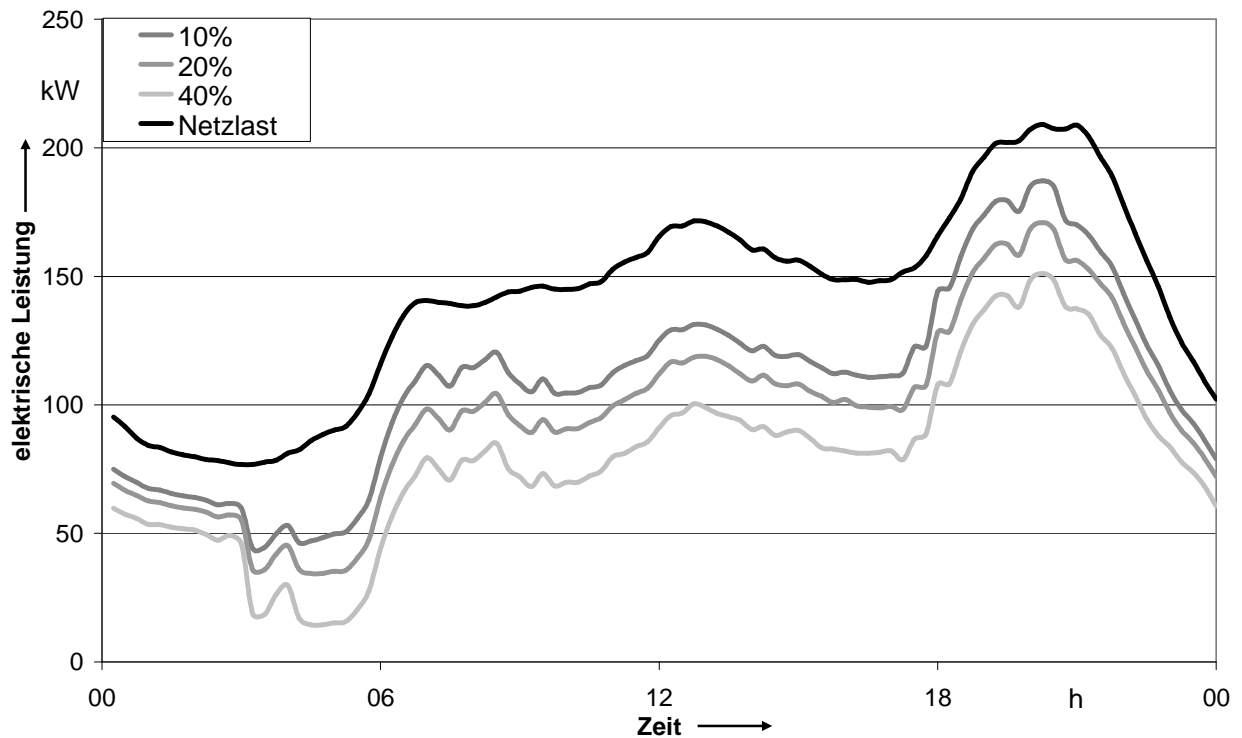


Abbildung 38: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden mit Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen

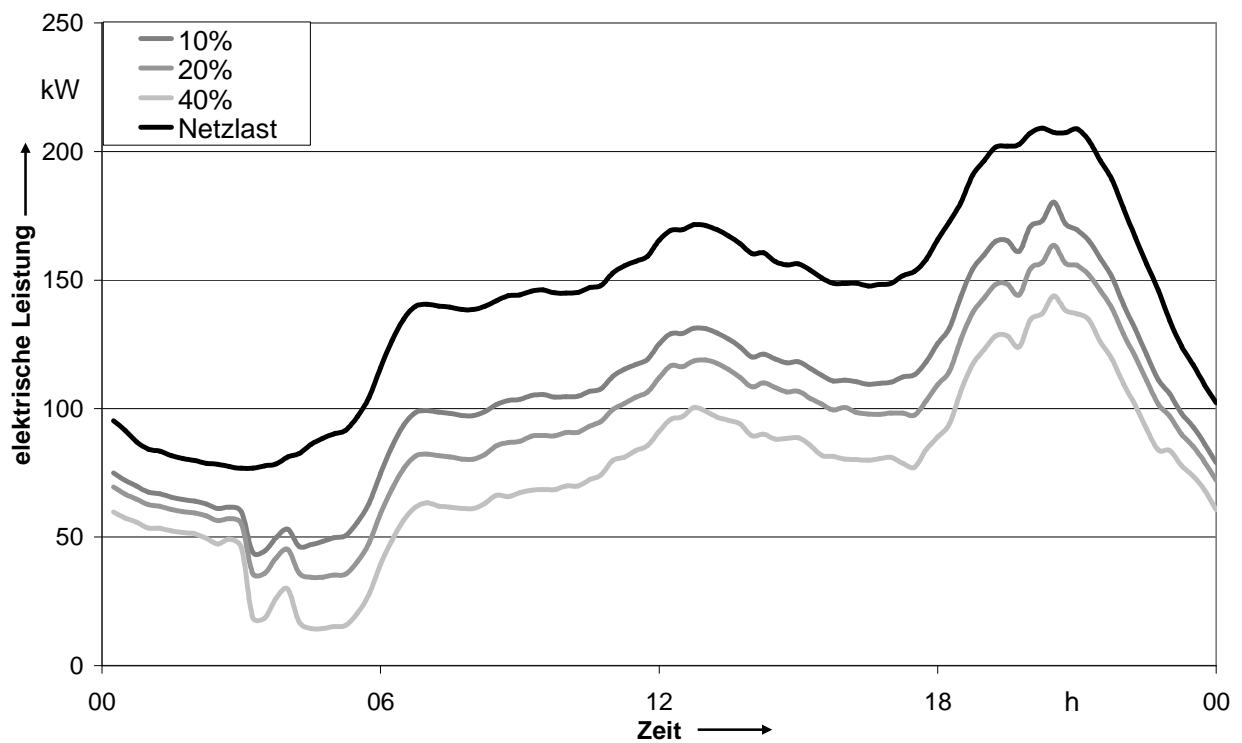


Abbildung 39: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit bei verschiedenen Durchdringungsgraden mit Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen und veränderten Randbedingungen

Ersichtlich ist aus diesen Ergebnissen, dass eine netzorientierte Integration nicht nur aus hinterlegten Fahrplänen besteht, sondern auch daraus, wie die einzelne Anlage konfiguriert ist und sich damit auf das System auswirkt. Hierbei ist der Haupteinflussfaktor das Speichermanagement für den thermischen Speicher.

Die nachfolgende Tabelle verdeutlicht nochmals die Reduzierungen der Bezugslasten an der Abendspitze. Bei einer Durchdringung von 10 % mit Mini-BHKW ergibt sich eine installierte elektrische Leistung von 40 kW. Diese Leistung entspricht in diesem Szenario dem maximalen Senkungspotenzial, allerdings wird dieses nicht erreicht. Soll noch eine weitere Reduktion erfolgen, so ist es notwendig, die hinterlegten Fahrpläne für die verschiedenen neun Typtage feiner zu definieren. Hier sollen nicht die skalierte Netzbezugslast, sondern die gewünschten Haupteinspeisezeiten hinterlegt sein.

Jahreszeit	Netzlastspitze	Ohne Steuerung	D-A-S mit Typtagen	D-A-S mit Typtagen und veränderten Rahmenbedingungen
Sommer (Abendspitze)	166 kW	165 kW	160 kW	147 kW
Übergangszeit (Abendspitze)	209 kW	191 kW	187 kW	180 kW

Tabelle 9: Reduzierung der Abendspitze durch die Mini-BHKW bei einer Durchdringung von 10 %

#### 4.3.2 Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen

Bei der Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen soll im Gegensatz zur Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen eine gezieltere Beeinflussung der Mini-BHKW möglich sein. Hierbei wird ein individueller Fahrplan für jedes Mini-BHKW erstellt und in der Anlage hinterlegt, um gezielt einzelne Lastspitzen an einem Tag senken zu können. In der Umsetzung dieser Strategie sollte die Einteilung der Fahrpläne feiner sein als für die Typtage. Des Weiteren wird nicht das herunterskalierte Netzbezugsprofil hinterlegt, sondern Zeiten, in denen eine Einspeisung besonders erwünscht ist. Zusätzlich kann auch noch die prozentuale Höhe der gewünschten Einspeisung angegeben werden. Die folgende Abbildung soll dies verdeutlichen.

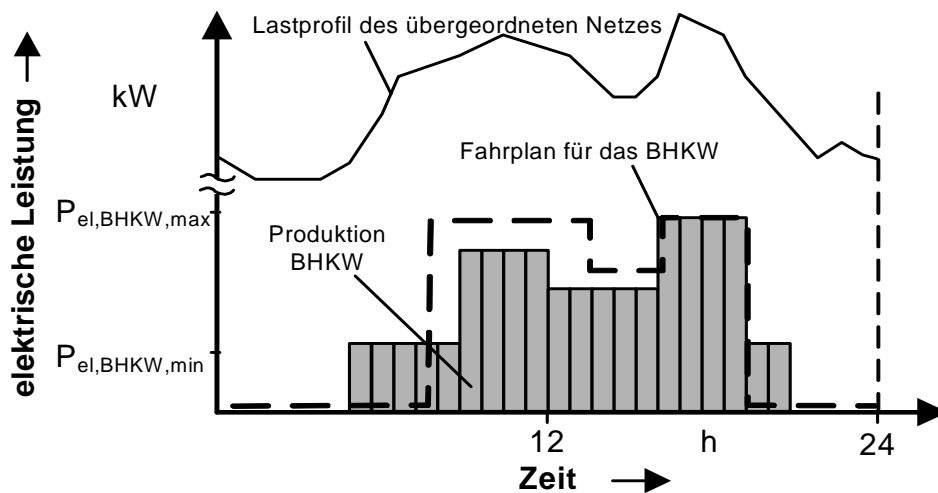


Abbildung 40: Erzeugung mit einem Fahrplan als Führungsgröße unter der Annahme der Möglichkeit einer vollständigen Wärmeabfuhr

Das Mini-BHKW sieht diesen Fahrplan wieder als Empfehlung an und soll sich im Rahmen der aktuellen Gegebenheiten nach diesem Fahrplan richten. Eine Beispielsimulation für ein Mini-BHKW im Durchschnittsmehrfamilienhaus der Siedlung soll dies verdeutlichen. Im Sommer richtet das Mini-BHKW in diesem Fall seine Energieproduktion an dem vorher definierten Fahrplan aus, kann jedoch aufgrund der geringen Wärmeabnahme nicht vollständig dem Fahrplan folgen.

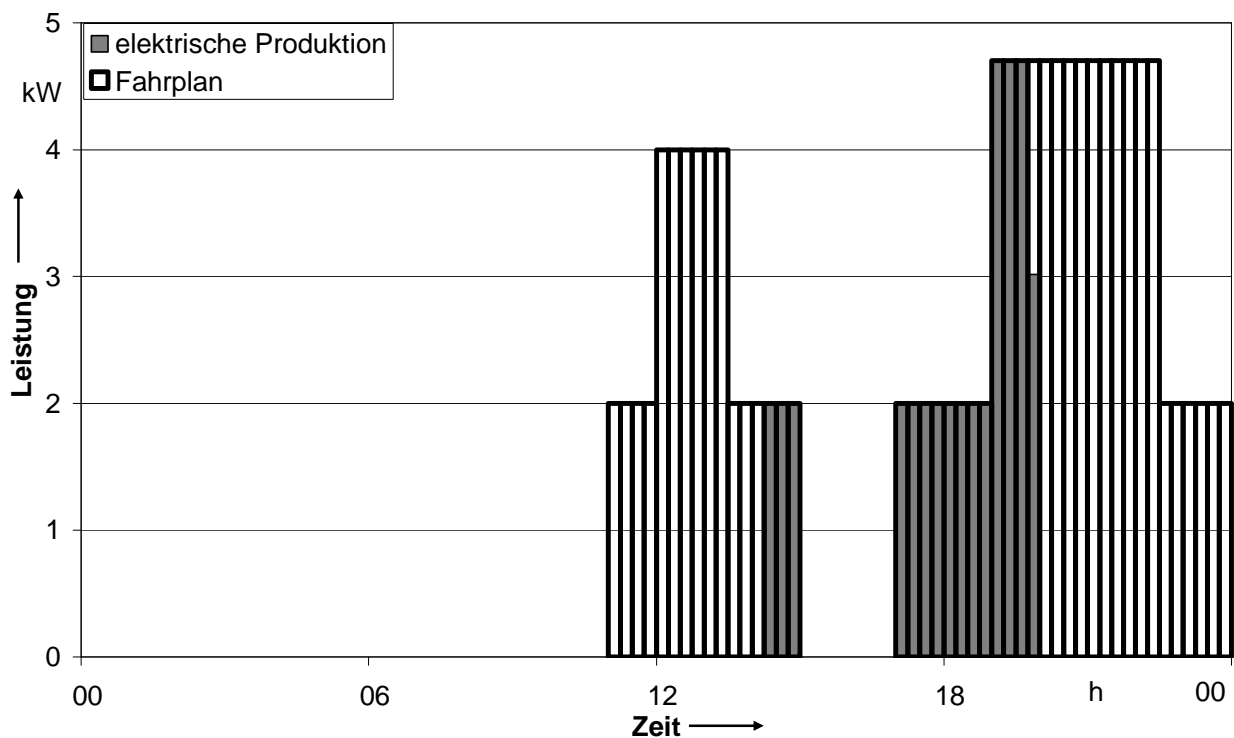


Abbildung 41: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem Durchschnittsmehrfamilienhaus mit der Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplan für den Typtag Werktag für die Sommerzeit

In der Übergangszeit hält sich das Mini-BHKW ebenfalls wieder, bis auf einige Ausnahmen, an den hinterlegten Fahrplan.

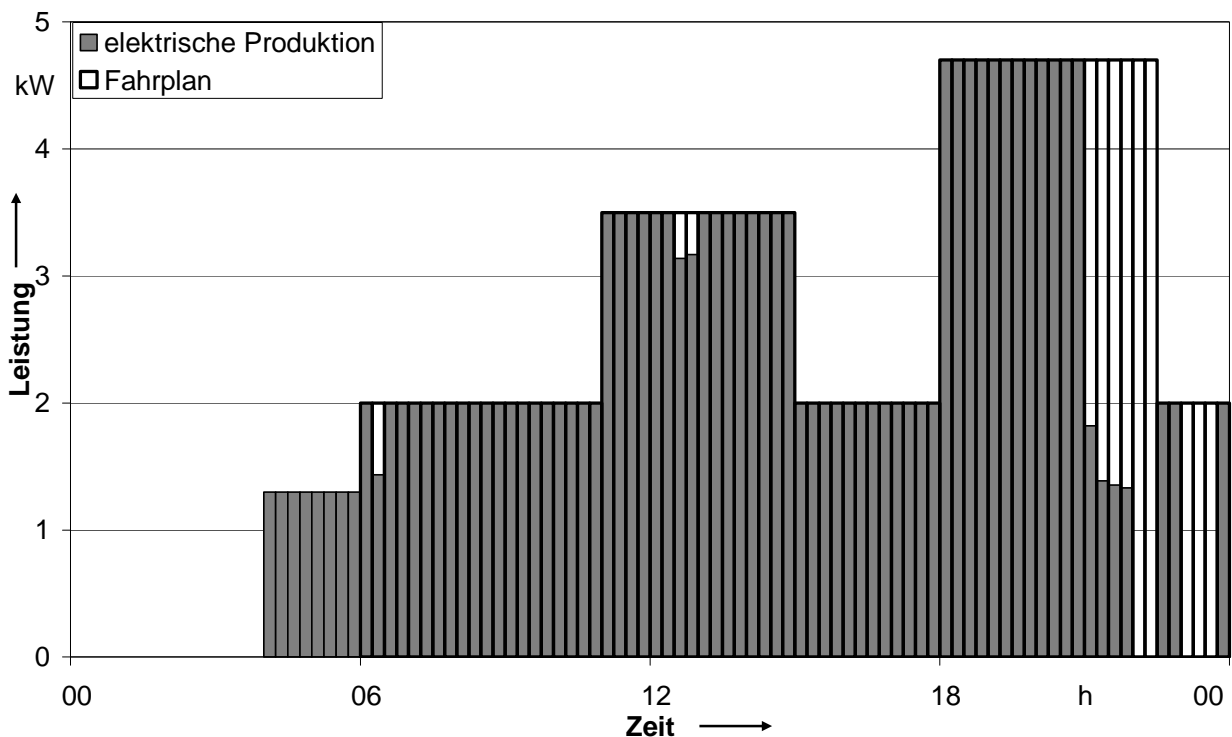


Abbildung 42: Erzeugungsgang eines Mini-BHKW in einem Durchschnittsmehrfamilienhaus mit der Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplan für den Typtag Werktag für die Übergangszeit

Im Folgenden ist ein Beispiel für das Potenzial der Day-Ahead-Steuerung mit hinterlegten Fahrplänen gegeben. Im Beispiel sollen wieder die Abendspitze der Netzbezugslast gesenkt und der Lastverlauf der Siedlung über den Tag geglättet werden. Hierbei erfolgt die Hinterlegung des Fahrplans nur bei den Mini-BHKW, die in einem Mehrfamilienhaus installiert sind. Der Hintergrund davon ist, dass in diesen Gebäudetypen die Leistung des Mini-BHKW größer ist und von diesen Einheiten das meiste Potenzial zur Netzbezugslastsenkung ausgeht. Dies muss auch im Zusammenhang damit gesehen werden, dass die Erstellung und Hinterlegung von differenzierteren Fahrplänen aufwendiger ist und nur für Anlagen mit einer größeren Leistung sinnvoll ist.

Aus dem folgenden Simulationsergebnis ist zu erkennen, dass die netzorientierte Integration mit der Day-Ahead-Steuerung mit hinterlegten Fahrplänen einen großen Nachteil in sich birgt. Wird nur ein Fahrplan für alle erstellt und alle halten sich an diese Vorgabe, so gehen die Mini-BHKW-Anlagen zeitgleich ans Netz und es können steile Leistungsgradienten im elektrischen Versorgungsnetz entstehen. Eine Lösung ist es, den Fahrplan für jedes Mini-BHKW oder für verschiedene Gebäudegruppen individuell zu gestalten. Im zweiten Beispiel wurden zwei Fahrpläne erstellt für zwei Mini-BHKW-Gruppen. Hierdurch ergibt sich zwar schon eine bessere Absenkung der Netzbezugslast, jedoch können auch hier steile Leistungsgradienten entstehen. Die maximale Leistung aller Mini-BHKW teilt sich in diesem Beispiel auf die beiden Netzbezugsspitzen auf. Dadurch erfolgte die Senkung von jeder Netzbezugsspitze nur um die Hälfte der maximalen Gesamtleistung der Mini-BHKW.

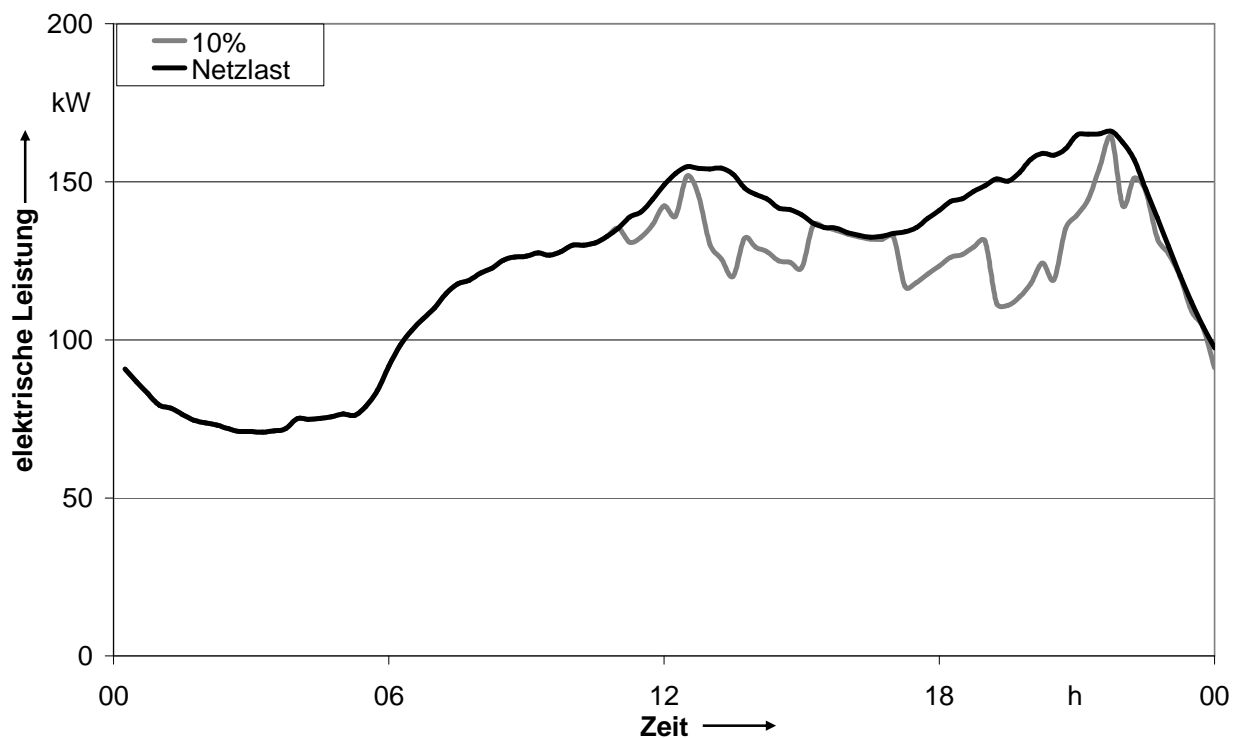


Abbildung 43: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit mit Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen

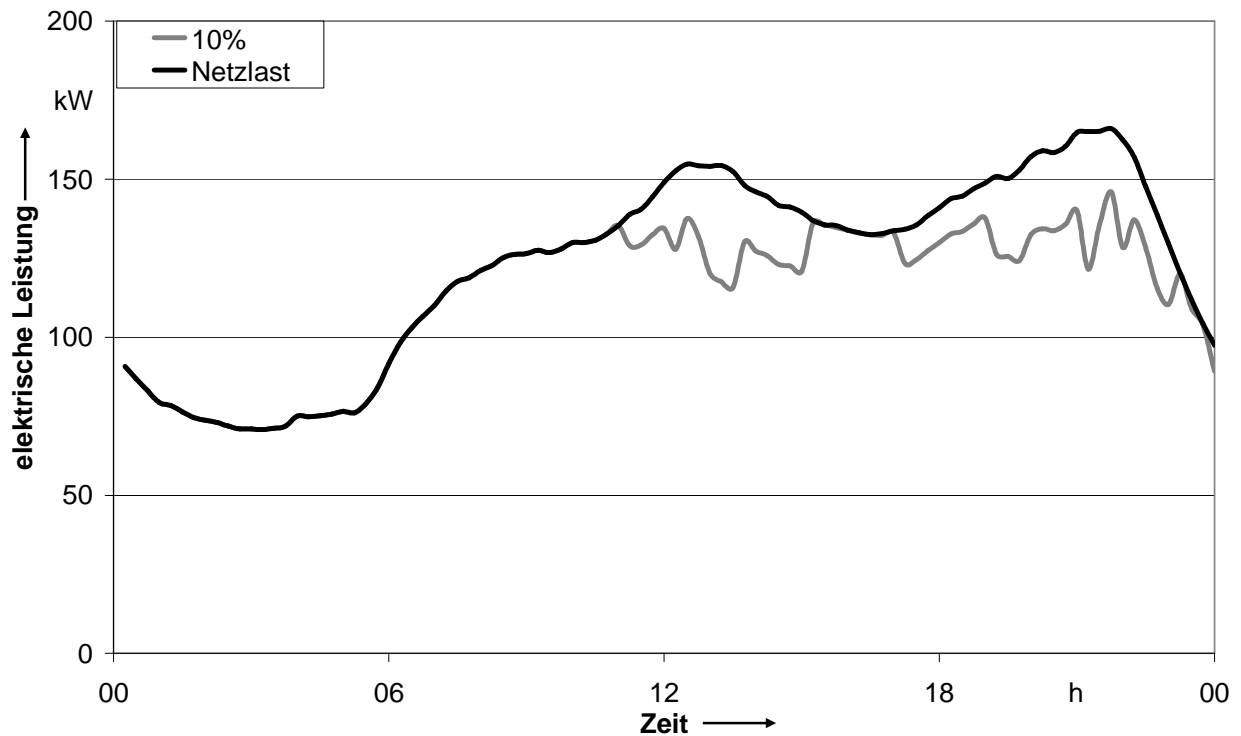


Abbildung 44: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Sommerzeit mit Day-Ahead-Steuerung und veränderten Fahrplänen

In der Übergangszeit zeigt die Day-Ahead-Steuerung mit hinterlegten Fahrplänen wenig Wirkung, vgl. Abbildung 31 mit 45. Allerdings lässt sich wie bei der Day-Ahead-Steuerung mit hinterlegten Typtagen vermuten, dass der thermische Speicher und die Beladungsgrenzen für eine netzorientierte Fahrweise falsch gewählt sind. Eine Verdopplung der Kapazität des thermischen Speichers und das Heraufsetzen der Füllstandbedingung des Speichers am Anfang und am Ende des Tages von 50 % auf 100 % ergibt als Resultat das gewünschte Ergebnis, siehe Abbildung 46. Die Abendspitze wird mit der vollen Leistung aller Mini-BHKW gesenkt. Das gemeinsame Anlaufen am Tag kann nicht verschoben werden, da die Mini-BHKW es ansonsten nicht mehr schaffen würden, die thermische Energie für das Objekt zu produzieren.

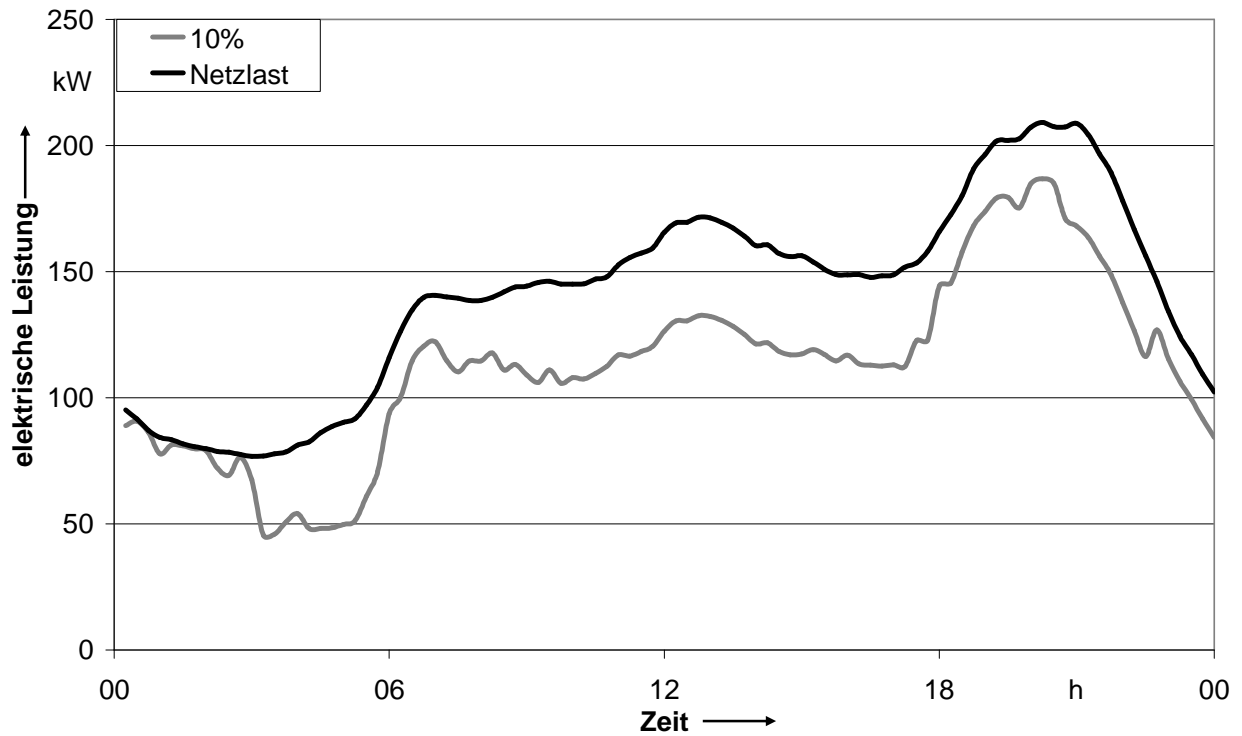


Abbildung 45: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit mit Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen

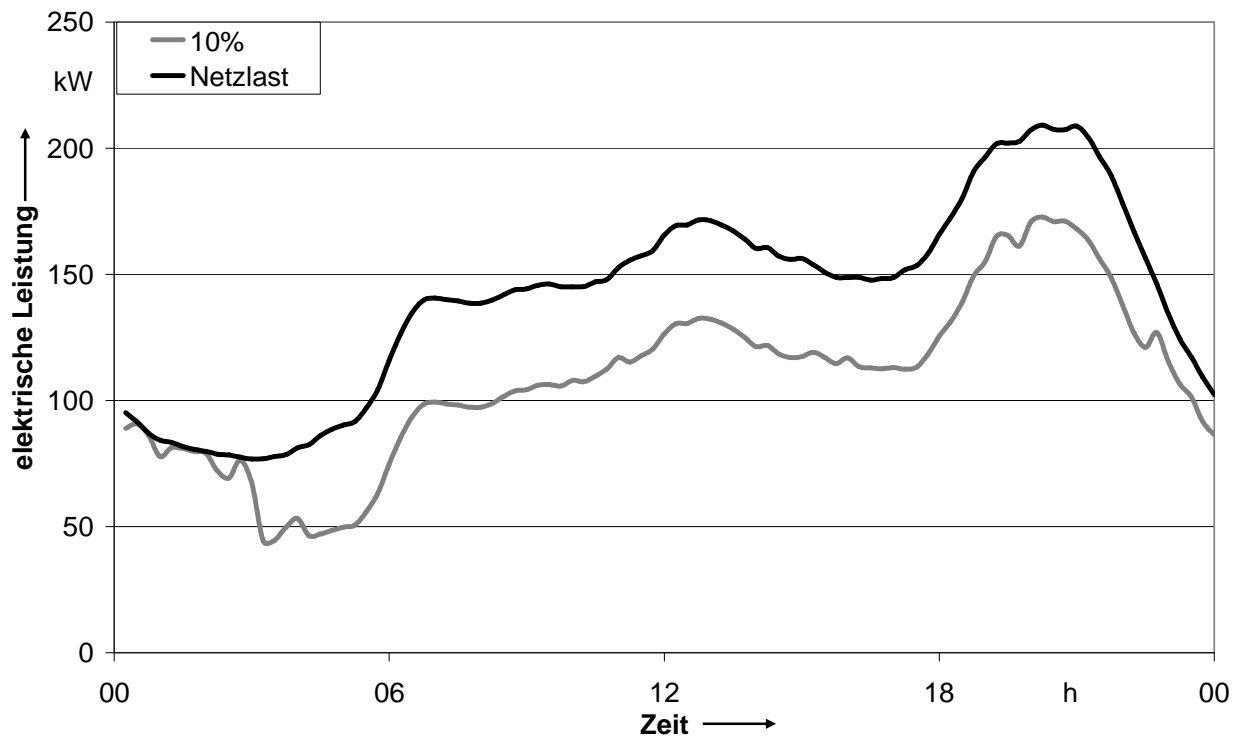


Abbildung 46: Netzbezugslast an dem Typtag Werktag für die Übergangszeit mit Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen und veränderten Randbedingungen



In der folgenden Tabelle sind exemplarisch die möglichen Reduzierungen der Netzbezugslasten durch die dezentrale Leistungsbereitstellung aus den Mini-BHKW dargestellt. Ersichtlich ist, dass die Day-Ahead-Steuerung mit hinterlegten Fahrplänen maßgeblich zur Bezugsleistungsreduzierung beiträgt.

Jahreszeit	Netzlastspitze	Ohne Steuerung	D-A-S mit Fahrplänen	D-A-S mit Fahrplänen und veränderten Rahmenbedingungen
Sommer (Abendspitze)	166 kW	165 kW	164 kW	146 kW
Übergangszeit (Abendspitze)	209 kW	191 kW	187 kW	173 kW

Tabelle 10: Reduzierung der Abendspitze durch die Mini-BHKW bei einer Durchdringung von 10 %

#### 4.3.3 Intraday-Steuerung

Im Gegensatz zur Day-Ahead-Steuerung, die die Optimierung der Netzbezugslast für den Folgetag vorsieht, kann mit der Intraday-Steuerung kurzfristig Leistung von einem Mini-BHKW angefordert werden. Dies dient dazu, um z. B. Spitzen- oder Regelleistung für kurzfristige unvorhersehbare Fahrplanänderungen bereitzustellen. Für die Intraday-Steuerung ist daher eine Kommunikationsinfrastruktur notwendig, mit der Steuerungsbefehle jederzeit versendbar sind. Des Weiteren wäre es denkbar, durch eine Bündelung der Anlagen die erzeugte Spitzenenergie auf dem Minutenreservemarkt oder an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig zu verkaufen.

Da die Intraday-Steuerung einen nicht geplanten Eingriff in die ursprüngliche Produktionsplanung des Mini-BHKW darstellt, kann das Mini-BHKW eventuell dieser Anforderung nicht nachkommen, da es den Verlauf seiner Energieproduktion anders geplant hatte. Läuft es z. B. unter Volllast, so kann es keine zusätzliche Energie für das Netz bereitstellen. Hier ist es von Interesse, wie hoch das Energiebereitstellungspotenzial eines Mini-BHKW mit einer elektrischen Maximalleistung von 4,7 kW in einem Acht-Familienhaus zu verschiedenen Uhrzeiten in Abhängigkeit von der Außentemperatur ist.

Für die Untersuchung, inwieweit das Mini-BHKW zusätzliche Leistung bei einer externen Anforderung bereitstellen kann, wurden vier verschiedene Zeitfenster gewählt: 10-11 Uhr, 12-13 Uhr, 17-18 Uhr und 18-19 Uhr. Die drei Zeitfenster außer dem von 12-13 Uhr wurden auf der Basis der hohen Peak-Preise an der EEX ausgewählt, da es zu diesen Zeiten besonders lukrativ ist, Energie an der Börse zu verkaufen.

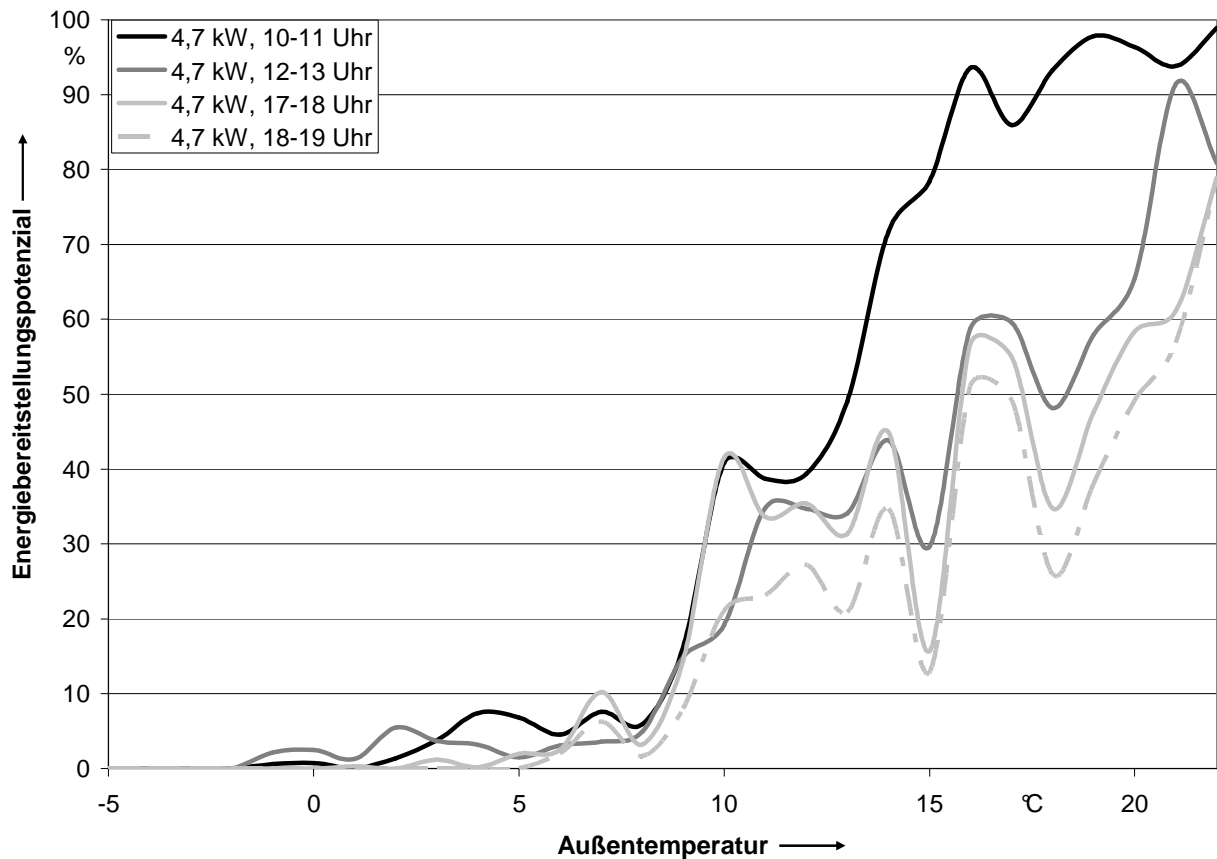


Abbildung 47: Potenzial zur Bereitstellung von Spitzenleistung eines Mini-BHKW in Abhängigkeit von der Außentemperatur

Die Höhe des Energiebereitstellungspotenzials ist zum einen von der Uhrzeit der Anfrage sowie der Außentemperatur abhängig. Das höchste Potenzial ergibt sich für eine frühe Anfrage am Tag, da hier das Mini-BHKW mehr Spielraum zur Produktionsverlagerung hat. Des Weiteren ist das Energiebereitstellungspotenzial bei höheren Außentemperaturen höher, da hier das Mini-BHKW nicht den ganzen Tag unter Volllast betrieben wird.

#### 4.4 Bewertung

Mit den vorangegangenen Simulationen zu den unterschiedlichen Integrationsansätzen konnte gezeigt werden, dass eine netzorientierte Integration für Mini-BHKW sinnvoll ist. Im Folgenden soll bewertet werden, welche Strategie die meisten Vorteile bietet.

Bei den Day-Ahead-Strategien können die Fahrpläne in der Anlage entweder bei der Installation und Inbetriebnahme des Mini-BHKW fest hinterlegt werden oder über eine Kommunikationsinfrastruktur jederzeit neu gespeichert werden. Bei der Intraday-Steuerung ist das Vorhandensein bzw. die Nutzung einer Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Hierüber werden die Steuerungssignale und Statussignale der Anlagen übertragen. Diese Informationen stellen keine hohen Anforderungen an die Kapazität der Datenrate und somit sind alle gängigen Übertragungswege, siehe Tabelle 11, einsetzbar.

Technologie	Datenrate	Tarifmodelle
Festnetz	56 – 128 kBit/s	Taktung – Pauschal
Mobilfunk	9,6 kBit/s - 2 MBit/s	Taktung – Pauschal
Breitband	2 - 10 MBit/s	Taktung – Pauschal

Tabelle 11: Kommunikationstechnologien

Der Aufbau der Kommunikationsinfrastruktur kann ein klassischer sein, bei dem alle Anlagen mit einem zentralen Rechner kommunizieren. Allerdings muss hierbei das zentrale System über eine hohe Leistungsfähigkeit verfügen, um die große Anzahl an Prozessdaten verarbeiten zu können. Des Weiteren erfüllt ein einziges zentrales System nicht das (n-1)-Kriterium. Ein Ausweg wäre die parallele Installation eines zweiten Systems, was allerdings sehr kostenintensiv ist.

Alternativ könnte ein peer-2-peer Netzwerk aufgebaut werden, bei dem eine Verlagerung der Intelligenz aus dem zentralen Rechner in die einzelnen Anlagen erfolgt. Diese handeln autonom und organisieren sich selbst mit einer hohen Flexibilität und Ausfallsicherheit. Nachteilig hierbei ist, dass ein hoher Kommunikationsaufwand sowie eine aufwendige Anlagensteuerung notwendig sind.

Die Kombination beider Steuerungssysteme zu einem hierarchischen Energiemanagementsystem ist hierbei die beste Lösung. Auf den untersten Ebenen erfolgt eine Datenkonzentration über dezentrale Leitrechner, die wiederum mit dem zentralen Leitrechner kommunizieren. Auf diesem Weg kann eine hohe Ausfallsicherheit mit einem überschaubaren System realisiert werden [Uphaus 2006].

Neben dem Aufbau einer Kommunikationsinfrastruktur ist das Vorhandensein einer Kommunikationsschnittstelle am Gerät notwendig. In einem weiteren Schritt ist es notwendig, dass das Kommunikationsprotokoll aller DEA standardisiert wird, um sie einfacher in einen virtuellen Verbund einbinden zu können. Hierzu laufen auf internationaler Ebene Normungsvorhaben [Buchholz 2006]. Die Mehrkosten für eine Kommunikationsschnittstelle am Gerät sind in folgender Tabelle aufgeführt.

Technologie	Mehrkosten Gerät
Festnetz	100 – 200 € / DEA
Mobilfunk	300 – 500 € / DEA
Breitband	200 € / DEA

Tabelle 12: Mehrkosten für eine Kommunikationsschnittstelle am Mini-BHKW [Englert 2005]

Ersichtlich ist, dass eine Kommunikationsinfrastruktur sehr aufwendig und teuer ist. Die Nutzung vorhandener Kommunikationstechnologien ist zwar möglich und fällt deswegen weniger ins Gewicht, aber die Integration der einzelnen Anlage in das System ist heutzutage noch relativ teuer. Von Vorteil wäre daher die Strategie, in der die geringsten Kosten anfallen.

Um die Day-Ahead-Strategie mit hinterlegten Typtagen oder Fahrplänen einfach nutzen zu können, ist es möglich, in der VDEW-Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ festzuschreiben, dass in jedem Mini-BHKW ein vom Netzbetreiber definierter Fahrplan zu hinterlegen ist. Hiermit sind die positiven Potenziale der Mini-BHKW mit geringem wirtschaftlichem Aufwand nutzbar. Die Hinterlegung von Typtagen erscheint am sinnvollsten, da hier das beste Ergebnis in Bezug auf den Aufwand erreicht wurde. Bei der Day-Ahead-Steuerung mit Fahrplänen ist die Generierung der einzelnen Fahrpläne sehr aufwendig. So müssen z. B. bei der Fahrplanerstellung die einzelnen Energiebereitstellungspotenziale der Mini-BHKW abgeschätzt werden, um gute

Ergebnisse zu erreichen. Die Verteilung der individuellen Fahrpläne scheint nur mithilfe einer Kommunikationsinfrastruktur sinnvoll.

Allerdings beeinflusst die Auslegung des Speichermanagements die Fahrweise der Mini-BHKW-Anlagen ebenso stark wie die Wahl der Fahrpläne. Eine Festlegung des Speicherfüllstandes für den Anfang und das Ende eines Tages ist sinnvoll, damit die einzelnen Fahrpläne bei der Day-Ahead-Steuerung einfach aneinander gereiht werden können. Die Beladung des thermischen Speichers sollte in den Nachtstunden über 75 % liegen. Der Grund dafür ist, dass dadurch die morgendliche thermische Spitze zum Teil aus dem Speicher bedient werden kann, ohne dass das Mini-BHKW in das Netz einspeist und abends der Speicher durch das Mini-BHKW gefüllt werden muss, um die elektrische Netzspitze zu senken.

Damit eine netzorientierte Fahrweise nicht nur für den Netzbetreiber bzw. Energieversorger, sondern auch für den einzelnen Anlagenbetreiber Vorteile bietet, müssen allerdings finanzielle Anreize geschaffen werden. Diese könnten darin bestehen, dass für den eingespeisten Überschussstrom eine höhere als die übliche Vergütung gewährt wird. Hierbei müsste allerdings eine teure Leistungsmessung erfolgen. Deshalb wäre auch eine Vergütung mit einer einmaligen jährlichen Pauschale denkbar.

## 5 Wirtschaftlichkeit

### 5.1 Wirtschaftlichkeit für den Anlagenbetreiber

Die Verbreitung der Mini-BHKW-Technologie hängt primär von deren Wirtschaftlichkeit ab. Eine Investition in diese Technologie erfolgt erst, wenn ein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber der konventionellen Energieversorgung besteht. Um zu klären, wie hoch dieser Vorteil in den unterschiedlichen durchschnittlichen Gebäudetypen ist, wurde eine Betriebssimulation für ein Jahr auf Basis der gemessenen Lastgänge durchgeführt. Die Anlagenkonfiguration für die unterschiedlichen Gebäudetypen sowie die wirtschaftlichen Kenngrößen sind die gleichen wie in den vorangegangenen Simulationen. Bei der konventionellen Versorgung werden die elektrische Energie komplett aus dem Netz und die thermische Energie aus einem eigenen Brennwertkessel bezogen. Bei den verbrauchsgebundenen Kosten für Erdgas und Strom werden die Arbeitspreise abzüglich eventueller Steuerbefreiungen betrachtet. Die hierzu angenommenen Werte sowie der Betrag der Einspeisevergütung sind in folgender Tabelle dargestellt:

Energiepreise und -vergütungen	Höhe
Gaspreis (ohne Mineralölsteuer)	6 Cent/kWh
Gaspreis (mit Mineralölsteuer)	6,55 Cent/kWh
Strombezugspreis	19 Cent/kWh
KWK-Einspeisevergütung	5,11 Cent/kWh
EEX-Preis	5,1 Cent/kWh
vermiedene Netznutzungsentgelte	0,2 Cent/kWh

Tabelle 13: Angenommene Energiebezugspreise und Einspeisevergütungen

Im ersten Schritt werden die Kosten für die verschiedenen Betriebspunkte eines Mini-BHKW mit denen einer konventionellen Versorgung verglichen, siehe Tabelle 14. Die Kosten für die Energieversorgung durch das Mini-BHKW ergeben sich aus der Division der geforderten Energie durch den Wirkungsgrad der Anlage (Wirkungsgrad Mini-BHKW: elektrisch = 25 %, thermisch = 60 %) mit der Multiplikation des Gaspreises. Bei einer Einspeisung der elektrischen Energie kann von den vorher errechneten Kosten die KWK-Einspeisevergütung abgezogen werden. Überschüssige thermische Energie findet keine Verwendung und wird an die Umwelt abgeführt.

Die errechneten Kosten werden mit der einer konventionellen Versorgung, bestehend aus einem Brennwertkessel (Wirkungsgrad Kessel: thermisch = 96 %) und dem Bezug der elektrischen Energie aus dem öffentlichen Netz, verglichen. Aus der Differenz der beiden Kosten lässt sich ableiten, welche Versorgung kostengünstiger ist.

<b>Produzierte elektrische Energie: 1 kWh Produzierte thermische Energie: 2,5 kWh</b>	<b>Fall 1</b>	<b>Fall 2</b>	<b>Fall 3</b>
Eigennutzung des Stroms	X		X
Einspeisung des Stroms		X	
Nutzung der Wärme		X	X
Ungenutzte Abfuhr der Wärme	X		
Verlust / Gewinn gegenüber einer konventionellen Versorgung	- 7 Cent	2,7 Cent	11 Cent

Tabelle 14: Wirtschaftlichkeit eines Mini-BHKW bei den verschiedenen Eckbetriebspunkten

Erkennbar ist, dass eine reine Nutzung der elektrischen Energie aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll ist. Genauso verhält es sich, wenn die elektrische Energie nur produziert werden würde, um die KWK-Einspeisevergütung zu erhalten. Die vollständige Einspeisung der elektrischen Energie in das Netz und die gleichzeitige Nutzung der thermischen Energie ergeben einen wirtschaftlichen Betriebspunkt. Jedoch ist der wirtschaftlichste Betriebspunkt, die gesamte produzierte Energie vollständig selbst zu nutzen.

Die Betrachtung der verschiedenen Betriebspunkte über ein Jahr hinweg ergeben die folgenden jährlichen Überschüsse, siehe Tabelle 15.

	EFH	RH	RH-E	MFH
durchschnittlicher Stromverbrauch pro Gebäudeklasse	4.700 kWh/a	4.300 kWh/a	4.000 kWh/a	31.400 kWh/a
durchschnittlicher Gasverbrauch pro Gebäudeklasse	21.600 kWh/a	12.300 kWh/a	14.500 kWh/a	67.500 kWh/a
Volllaststunden pro Jahr	4.800 h/a	4.200 h/a	4.400 h/a	3.900 h/a
Betriebsstunden pro Jahr	6.400 h/a	5.700 h/a	5.900 h/a	4.700 h/a
Überschuss pro Jahr	220 €	280 €	260 €	2.200 €

Tabelle 15: Überschuss pro Jahr für die verschiedenen Gebäudeklassen

Die jährlichen Überschüsse berücksichtigen keine Abschreibung der Investition sowie Wartungskosten. Für das Mini-BHKW-Modul kommen z. B. jährliche Wartungskosten in der Höhe von ca. 400 €/a hinzu.

Um die dynamische Amortisationszeit zu ermitteln, muss neben den jährlichen Überschüssen auch die Höhe der Investitionen bekannt sein. Diese werden dann mit einem Abzinsungsfaktor multipliziert, um einen Bezug zum Jahr der Investition herstellen zu können. Das Ergebnis ist der Barwert eines Jahres. Die Summe aus Anfangsinvestitionen und Barwerten ergibt den Kapitalwert einer Investition. Ist dieser positiv, hat sich die Investition amortisiert. Die Formel zur Berechnung des Kapitalwertes  $C_0$  lautet [Blohm 1995]:

$$C_0 = -I + \sum_{t=1}^n (R_t \times (1+i)^{-t}) \quad (5.1)$$

Dabei ist:

$C_0$  = der Kapitalwert

$I$  = die Investition

$n$  = der betrachtete Zeitraum in Jahren

$R_t$  = der Rückfluss im Jahr  $t$

$i$  = der Zinssatz



Ist der Kapitalwert am Ende des gewählten Zeitraumes negativ, hat sich die Investition nicht amortisiert.

Berücksichtigung bei den Investitionen finden das Mini-BHKW, der Pufferspeicher sowie die Installation mit einer resultierenden Gesamtinvestition in Höhe von ca. 25.000 €. Der Spitzenlastkessel findet keine Berücksichtigung, da dieser mit oder ohne Mini-BHKW immer vorhanden ist. Somit ist die Mini-BHKW-Anlage eine Zusatzanlage, deren Investition sich selber tragen soll.

Die Höhe der jährlichen Einnahmen ist maßgeblich abhängig von der Anzahl der Volllaststunden sowie der Höhe der elektrischen Energiebezugsverdrängung. Diese Parameter sowie der sich daraus ergebende Kapitalwert am Ende der Gerätelebensdauer (60.000 h) sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Ersichtlich ist, dass aus heutiger Sicht die Anlage nur wirtschaftlich ist bei einer hohen Anzahl von Volllaststunden und der vollständigen Eigennutzung der erzeugten Energie. Somit ist zurzeit die Höhe der KWK-Vergütung zu gering, um maßgeblich die Wirtschaftlichkeit positiv zu beeinflussen.

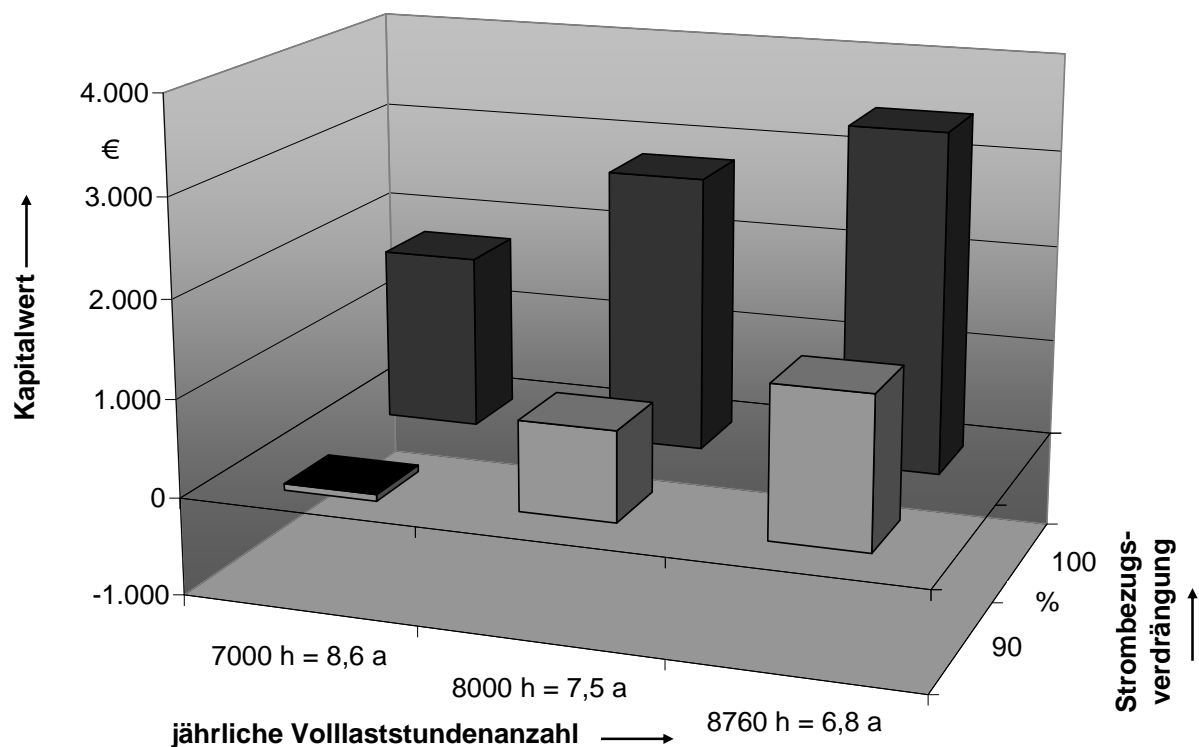


Abbildung 48: Kapitalwert am Ende der Gerätelebensdauer bei unterschiedlichen Volllaststunden und Stromverdrängungsgraden

Aus diesem Ergebnis lässt sich ableiten, dass Mini-BHKW Anlagen, die aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten installiert werden, vornehmlich eine hohe jährliche Volllaststundenanzahl von mindestens 8.000 h/a haben sollten. Somit ist bei diesen Anlagen eine netzorientierte Integration nicht notwendig, da hier aufgrund der hohen Volllaststundenanzahl wenig Optimierungspotenzial besteht.

Zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit ist es notwendig, dass die Anschaffungskosten für ein Mini-BHKW sinken. Des Weiteren haben auf die Wirtschaftlichkeit die Lebensdauer des Mini-BHKW sowie die Höhe der Gas- und Strompreise einen hohen Einfluss. Ein sinkender Gaspreis und ein steigender Strompreis verbessern die Wirtschaftlichkeit. Allerdings ist eher anzunehmen, dass beide Preise gleichzeitig steigen. Bei einer Erhöhung der Energiepreise um 10 % ergibt sich somit schon eine verbesserte Wirtschaftlichkeit, siehe Abbildung 49. Hier werden Anlagen mit einer jährlichen Volllaststundenanzahl von über 6.000 h mit einer hohen Strombezugsverdrängung wirtschaftlich.

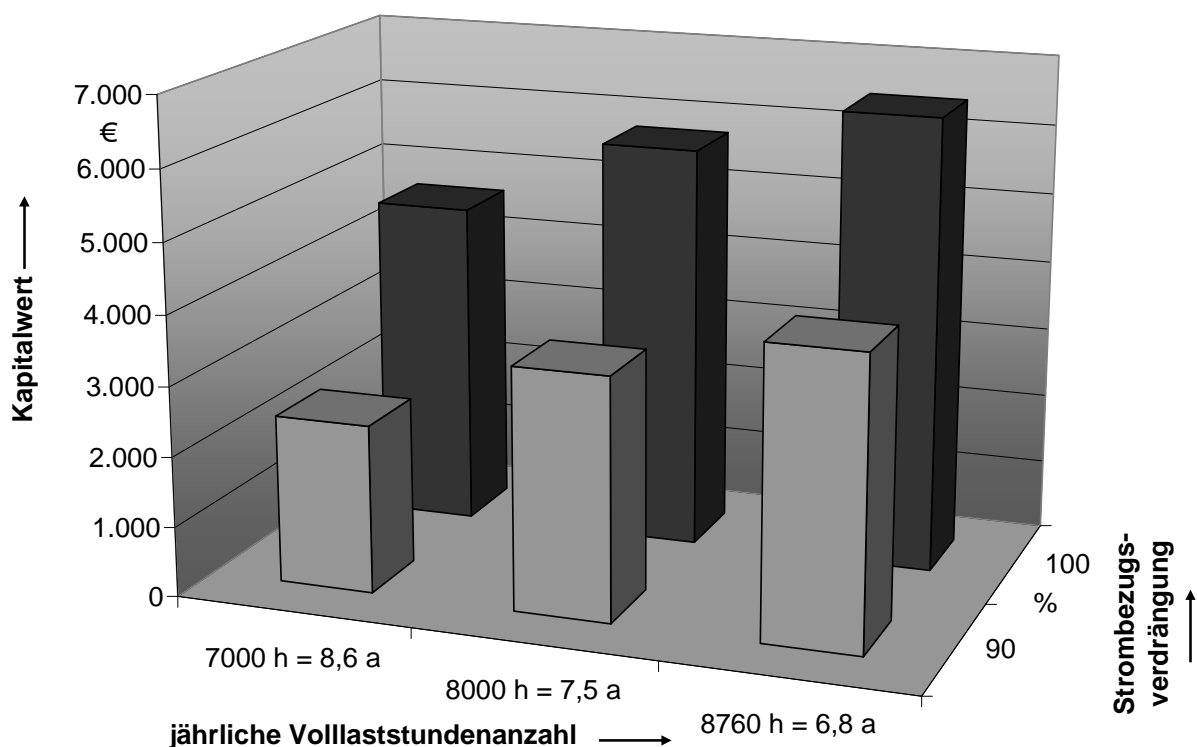


Abbildung 49: Kapitalwert am Ende der Gerätelebensdauer bei unterschiedlichen Volllaststunden und Stromverdrängungsgraden bei höheren Energiepreisen

Darüber hinaus ist bei einer zunehmenden Verbreitung der Mini-BHKW mit einer Senkung der Investition zu rechnen. Diese Annahme beruht darauf, dass durch Lern- und Skaleneffekte bei einer Steigerung der Produktion Kosten eingespart werden können.

Bei einer Senkung der Anschaffungskosten eines Mini-BHKW auf ein Drittel bei gleichzeitiger Lebensdauererhöhung auf 80.000 h sowie einer Erhöhung der Energiepreise um 10 % verbessert sich die Wirtschaftlichkeit weiter, siehe Abbildung 50.

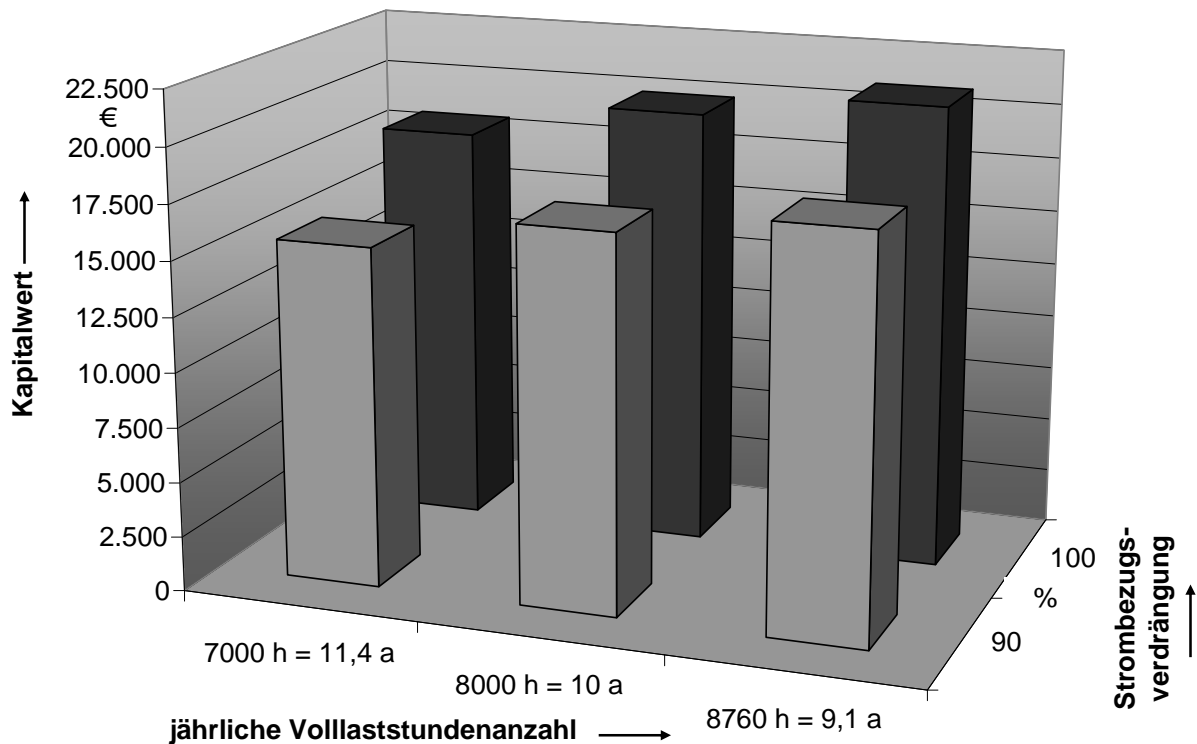


Abbildung 50: Kapitalwert am Ende der Gerätelebensdauer bei unterschiedlichen Volllaststunden und Stromverdrängungsgraden bei höheren Energiepreisen und geringeren Investitionen

Zusätzlich zu den hier dargestellten Systemen sind Anlagen unter diesen Randbedingungen mit mehr als 4.000 jährlichen Volllaststunden und geringeren Stromverdrängungsgraden mit mehr als 40 % ebenfalls wirtschaftlich. Dies sind Kennzahlen, die bei der vorangegangenen Simulation in allen Gebäudeklassen erreicht worden sind. Somit ist unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit einer stärkeren Verbreitung der Mini-BHKW-Technologie in der Zukunft zu rechnen. Bei diesen Anlagen sollte eine netzorientierte Integration erfolgen.

## **5.2 Wirtschaftliche Bewertung für den Netzbetreiber / Energieversorger**

Die Netzbetreiber müssen aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen in Deutschland alle Mini-BHKW in ihren Versorgungsgebieten anschließen und die eventuell nötigen Netzausbaukosten dafür tragen. Gleichzeitig vermindert die dezentrale Energieerzeugung den Stromabsatz des Energieversorgungsunternehmens. Hiermit stellt sich die Frage, welche wirtschaftlichen Konsequenzen sich für den Netzbetreiber und den Energieversorger bei einem vermehrten Einsatz von Mini-Blockheizkraftwerken ergeben.

Aus technischer Sicht vermindert die dezentrale Energieerzeugung den Energietransport und damit die Übertragungsverluste, so dass das Übertragungs-/Verteilungsnetz kleiner dimensioniert werden könnte. Für den Netzbetreiber besteht somit die Möglichkeit, z. B. anstatt einen bevorstehenden Netzausbau vorzunehmen, dezentrale Energieerzeugungsanlagen einzusetzen. Hier muss er im Einzelfall für sich prüfen, welches die sinnvollere, wirtschaftlichere Alternative ist.

Aufgrund der verminderten Nutzung des Übertragungs-/Verteilungsnetzes erhält der Anlagenbetreiber des Mini-BHKW vermiedene Netznutzungsentgelte. Hier ergibt sich für den Netzbetreiber eventuell eine schlechtere wirtschaftliche Situation. Die Netznutzungsentgelte, die seine Haupteinnahmequelle sind, fallen zum Teil weg. Das elektrische Netz ist jedoch in dem vorherigen Ausbaugrad weiter vorhanden, wobei dieses mit weniger Einnahmen finanziert werden muss.

Möchte der Netzbetreiber diese Einnahmen nicht verlieren, so besteht die Möglichkeit, dass er BHKW-Anlagen im Contractingverfahren betreibt und somit die vermiedenen Netznutzungsentgelte wieder als Einnahmen erhält. Jedoch muss er daraus teilweise das Contracting finanzieren.

Für den Energieversorger ergibt sich ein ähnliches Problem auf der Einnahmeseite. Der dezentral erzeugte Strom vermindert seinen Stromabsatz. Dadurch ergibt sich für ihn ebenso ein Einnahmedefizit. Vertreibt der Energieversorger im gleichen Gebiet neben dem Produkt Strom auch Gas, so kann er aber von einem erhöhten Gasumsatz, mit dem der Betrieb der Mini-BHKW erfolgt, profitieren. Gleichzeitig ist es dem Energieversorger möglich, preiswerte Spitzenleistung aus seinem Versorgungsgebiet zu beziehen, welche er bei seiner Gestaltung des Fahrplans mit einbeziehen kann.

Im Rahmen des Contractings, indem z. B. ein Tochterunternehmen die Mini-BHKW betreibt, ist es weiterhin möglich, die Kunden längerfristig an das Gesamtunternehmen zu binden.

### **5.3 Wirtschaftlichkeit von netzorientierten Fahrweisen**

Die Umsetzung einer netzorientierten Fahrweise hängt nicht nur von deren technischer Machbarkeit, sondern maßgeblich von deren Wirtschaftlichkeit ab. Bei einer möglichen Umsetzung einer netzorientierten Fahrweise sind der Netzbetreiber oder der Energieversorger die maßgeblich treibende Kraft. Eine Einführung einer netzorientierten Fahrweise erfolgt demnach erst, um eventuell auftretende technische Probleme im elektrischen Netz zu verhindern oder wenn sich durch die netzorientierte Fahrweise ein profitables Geschäftsfeld ergibt.

Aus wirtschaftlicher Sicht ergeben sich für den Betreiber eines Mini-BHKW-Parks, welche er in einem Verbund mit einer netzorientierte Fahrweise betreibt, folgende Marktfelder:

- Es werden gezielt die Bezugsspitzen mit Mini-BHKW im Netz gesenkt. Als Einnahmequelle für den Betreiber des Verbundes ergeben sich hieraus die vermiedenen Netznutzungsentgelte. Allerdings muss hier berücksichtigt werden, dass der Arbeitspreis der vermiedenen Netznutzungsentgelte bereits an die Mini-BHKW-Betreiber vergütet wird. Der Verbundbetreiber kann jetzt zusätzlich durch die Installation von Leistungszählern an den einzelnen Mini-BHKW die vermiedenen Netznutzungsentgelte für den Leistungspreis geltend machen.

Jedoch muss Berücksichtigung finden, dass eine Senkung der maximalen Netzbezugslast im Winter, die für die Berechnung des Leistungspreises maßgeblich ist, automatisch ohne Steuerung der Anlagen im Winter geschieht.

Eine zusätzliche Steuerung der Anlagen ist hier nur lohnend, wenn die Leistungsspitze im Netz in den Sommermonaten auftritt oder sich sehr viele Mini-BHKW-Anlagen im Netzbezirk befinden, die nicht optimal ausgelegt sind. Aufgrund von Überdimensionierungen der einzelnen Anlagen ergeben sich verringerte Betriebszeiten. Bei diesen Anlagen ist ein zusätzliches Optimierungspotenzial der Anlagen auch in den Wintermonaten vorhanden.

- Im eigenen Versorgungsgebiet betreibt das EVU einen eigenen Mini-BHKW-Verbund, um teure Spitzenleistung selber zu produzieren. Ziel hierbei ist es, kurzfristige Spitzenleistung billiger von den Mini-BHKW zu beziehen, als sie teurer z. B. an der Leipziger Strombörse (EEX) einzukaufen. Allerdings muss der Betreiber des Verbundes noch die Investitionen für die Kommunikationsinfrastruktur tragen.
- Die gebündelte produzierte Energie aus den Mini-BHKW wird als Minutenreserve am Regelenenergiemarkt angeboten. Dieses Marktfeld erscheint aufgrund der erzielbaren Erlöse am lukrativsten zu sein.

### Spitzenleistung:

Im eigenen Versorgungsgebiet senkt das EVU seine Spitzenleistung mithilfe der Mini-BHKW, anstatt diese Leistung von der EEX zu beziehen. Ziel ist es dabei, die Leistung günstiger von den Mini-BHKW zu beziehen als von der EEX. Möglich ist es laut KWK-Gesetz, den Strom aus einer Mini-BHKW-Anlage an einen Dritten zu verkaufen, jedoch entfällt dadurch die Zuschlagsberechtigung. Deswegen muss der EEX-Preis höher sein als die gesamte KWK-Einspeisevergütung.

Angenommen wird eine KWK-Einspeisevergütung von 11 Cent/kWh für die Mini-BHKW. Ein Vergleich mit den gewichteten EEX-Einzelstundenpreisen für 2005 zeigt, dass diese 358-mal im Jahr höher liegen als die KWK-Einspeisevergütung. Dieser höhere Preis kommt nur an Werktagen vor und zu über 90 % im Winter. Im gewichteten Durchschnitt liegt der EEX-Preis für diese 358 h bei 16,8 Cent/kWh.

Dem BHKW soll es gelingen, bei allen 358 h seine volle Leistung zur Verfügung zu stellen. Des Weiteren wird die Differenz zwischen der KWK-Einspeisevergütung und dem EEX-Preis zwischen dem BHKW-Anlagenbetreiber und dem EVU aufgeteilt. Bei einer elektrischen Leistung von 4,7 kW ergibt sich ein zusätzlicher Überschuss für den BHKW-Anlagenbetreiber von ca. 50 € pro Jahr.

Berücksichtigt sind hierbei nicht die Kosten für den eventuellen Aufbau einer Steuerung sowie die Leistungszählung und Abrechnung im 15-Min-Intervall. Allerdings wurde im Kapitel 4 gezeigt, dass eine Senkung der Netzbezugslast, auch in den Spitzenzeiten, mit einer Day-Ahead-Steuerung mit Typtagen und einem veränderten Speichermanagement möglich ist. Um BHKW-Anlagenbetreiber dahin gehend zu fördern, dass in ihrer BHKW-Anlage diese Strategie umgesetzt wird, könnte eine jährliche

Einmalzahlung in Höhe von 50-100 €, die für das EVU wirtschaftlich darstellbar ist, einen Anreiz bieten.

#### Minutenreserve:

Um gegenüber einem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als Anbieter von Regelenergie auftreten zu können, sind eine Reihe von Voraussetzungen zu erfüllen, die im Transmission Code 2003 in Anhang D geregelt werden [VDN 2006]. Bevor der potenzielle Anbieter an einer Ausschreibung teilnehmen kann, muss er ein sogenanntes Präqualifikationsverfahren bestehen. In diesem sind die technischen und formellen Anforderungen beschrieben, die ein potenzieller Anbieter von Regelenergie erfüllen muss, um als Vertragspartner gegenüber den ÜNB auftreten zu können. Dieses Verfahren ist notwendig, um zu gewährleisten, dass nur verlässliche Akteure auf dem Markt auftreten und so die Versorgungssicherheit gewahrt werden kann. Durchläuft ein Unternehmen dieses Verfahren erfolgreich, schließt der ÜNB einen Rahmenvertrag über den Handel mit Regelenergie mit diesem ab. Die einzelnen ÜNB schreiben dann die Regelenergie für verschiedene Zeiträume aus. Dabei können nur solche Akteure ein Angebot auf die Ausschreibungen abgeben, die einen Rahmenvertrag mit einem ÜNB haben. Die Anforderungen dieses Verfahrens schließen das Zustandekommen eines Vertrages zwischen dem ÜNB und einem einzelnen Mini-BHKW-Betreiber quasi aus, da beispielsweise eine Mindestleistung von 15 MW und die ständige Erreichbarkeit eines Ansprechpartners gefordert sind [BNetzA 2006]. Es müssen also mehrere Mini-BHKW zusammengefasst und deren verfügbare Leistung dem ÜNB gemeinsam angeboten werden. Der direkte Verkauf von Energie an der EEX ist aus den gleichen Gründen nicht realisierbar. Damit kommen als Betreiber entweder das lokale EVU oder Drittunternehmen in Frage.

Mit folgendem Zahlenbeispiel sollen die erzielbaren Erlöse verdeutlicht werden. Ausgangspunkt ist die Anfrage eines ÜNB zur Lieferung von 60 MW über den Zeitraum von einer Stunde. Bei einer notwendigen Leistung von 60 MW müssen mindestens 12.000 5 kW-Anlagen vernetzt werden. Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit ist die Anlagenanzahl noch höher. Für das oben genannte Beispiel wurden deswegen 6650 Anlagen mit je 5 kW und 350 Anlagen mit je 100 kW vernetzt. Dadurch erfolgt ebenfalls eine Senkung der Investition für die notwendige Kommunikationsinfrastruktur. Bei einem angenommenen Leistungspreis für die Minutenreserve von 100 €/MW und einem durch-

schnittlichen Arbeitspreis von 20 ct/kWh [E.ON 2005] ergibt sich bei einer angeforderten Leistung von 60 MW ein Erlös von 18.000 €/h. Dem Unternehmen soll es insgesamt 100 Mal im Jahr gelingen, ein Geschäft mit einem ÜNB über die Lieferung von dieser Leistung abzuschließen. Wenn dabei jedes Mal 60 MW zu obigen Preisen gehandelt werden, verbleiben dabei 10.000 € pro Geschäft im Unternehmen. Der andere Teil des Erlöses wird an die Mini-BHKW-Besitzer ausgeschüttet.

Für den Kraftwerksbetreiber ergibt dies Einnahmen von 1 Mio. €/a. Abzüglich der laufenden Ausgaben für das Personal sowie der Abschreibungskosten verbleibt ein Vorsteuergewinn von 190 Tausend €/a, siehe Abbildung 51.

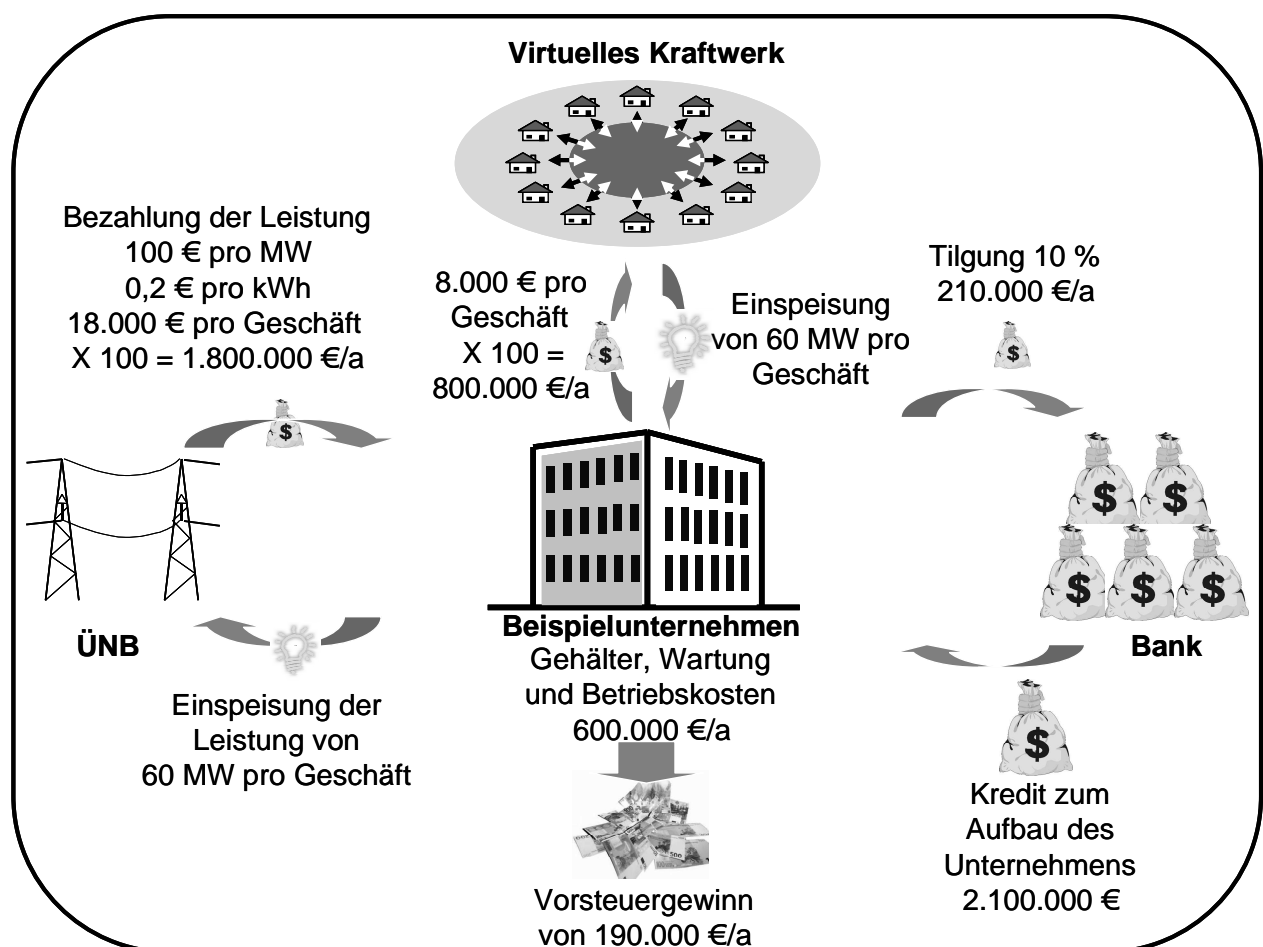


Abbildung 51: Zahlungsflüsse bei einem virtuellen Regelkraftwerk

## 5.4 Contracting

Contracting ist ein Dienstleistungskonzept, bei dem kein direkter Verkauf der Anlagen erfolgt, sondern dem Kunden das entsprechende Know-How und die Anlagentechnik zur Verfügung gestellt wird. Das Ziel ist die Steigerung der Effizienz bei der Energieer-



zeugung, -umwandlung und -nutzung. Der Contractor übernimmt je nach Art und Umfang des Vertrages Planung, Finanzierung, Bauausführung und den laufenden Betrieb des Investitionsprojektes gegenüber dem Contracting-Nehmer. Beim Energieliefercontracting ist der Contractor für Installation, Betrieb und Wartung der Anlage zuständig, während der Contracting-Nehmer die Energie der Anlage zu einem festen Preis über einen vertraglich festgelegten Zeitraum garantiert abnimmt.

Bewährt hat sich dieses Prinzip bereits bei Industrieanlagen. In dem Segment der Kleinanlagen galt bislang noch, dass sich das Contracting für Kleinanlagen nicht lohnen würde. Dieses hat sich geändert, mittlerweile ist das Contracting auch im Kleinkunden-Segment interessant geworden.

Die Chancen, die sich für das Energieversorgungsunternehmen aus dem Contracting ergeben, sind: Kundenbindung, Kontrolle über die im eigenen Netz installierten Mini-BHKW und somit Nutzung der Mini-BHKW zur Lastflussglättung in einem Verbundbetrieb. Ferner ist es so möglich, das Mini-BHKW und den thermischen Speicher überzudimensionieren, damit die Anlage mehr elektrische Energie für das Netz zur Verfügung stellen kann.

Für die Umsetzung des Contractings ist die auszuwählende Zielgruppe wichtig. Dabei sind die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen und die juristischen Aspekte zu beachten. Da zurzeit die Mini-BHKW besonders in Objekten mit einem hohen thermischen Jahresbedarf wirtschaftlich sind, kommen für das Contracting gewerbliche Objekte wie Altenheime, Hotels und Mehrfamilienhäuser in Frage. Aufgrund der rechtlichen Umsetzung des Contractings in Mehrfamilienhäusern beschränkt sich die Zielgruppe auf die Vermieter. Daraus ergibt sich eine etwas schwierigere vertragliche Situation, als wenn die Zielgruppe Eigenheimbesitzer wären. Aber unter der Beachtung von verschiedenen Voraussetzungen ist es möglich, Mehrfamilienhäuser mittels Contracting mit Energie zu versorgen [Geißler 2006].

Aufgrund der Komplexität der Rechtsfragen beim Contracting hängt eine Rentabilität dieses Geschäftsmodells stark von den jeweiligen individuellen Parametern ab. Eine verallgemeinerte Bewertung ist deshalb nicht möglich. Jedoch werden mit dem Contracting die Haupthürden für einen netzorientierten Betrieb von Mini-BHKW, wie z. B. die Abgabe der Steuerungskontrolle sowie eine eventuelle Überdimensionierung von Anlagenkomponenten, genommen.

### 6 Zusammenfassung

Aufgrund der aktuellen Energiepreisentwicklung in Deutschland steht Effizienzdenken bei den Verbrauchern immer mehr im Vordergrund. Mini-BHKW gelten hier als interessante Option, um die vorhandene Primärenergie besser auszunutzen und gleichzeitig Kosten bei der elektrischen und thermischen Energieversorgung zu senken. Die Technologie dafür steht heute schon mit konventionellen Kraft-Wärme-Maschinen zur Verfügung. In den nächsten Jahren werden Mini-BHKW mit Brennstoffzellentechnologie sowie mit Stirlingmotoren hinzukommen. Gepaart mit dem technischen Fortschritt und der Förderung der Mini-BHKW-Technologie durch das KWK-Gesetz wird die installierte Anzahl im elektrischen Versorgungsnetz zunehmen. Hiermit rücken die Fragen der sinnvollen Netzintegration sowie die Nutzungsmöglichkeiten der wirtschaftlichen Potenziale für den Energieversorger bzw. Netzbetreiber immer mehr in den Vordergrund.

Für die Entwicklung von Integrationsstrategien für Mini-BHKW in das elektrische Versorgungsnetz ist es notwendig, dass eine ganzheitliche Systembetrachtung durchgeführt wird. Hierzu gehört unter anderem die Kenntnis des zeitgleichen elektrischen und thermischen Leistungsbedarfs von Gebäuden über die Zeit. Aus den dazu erfassten Messdaten eines Neubausiedlungsbezirks wurden Lastprofile für die verschiedenen Gebäudeklassen, die sich an den VDEW-Standardlastprofilen orientieren, erstellt. Mithilfe einer Korrelationsanalyse konnte gezeigt werden, dass die ermittelten elektrischen Lastprofile sehr gut mit den VDEW-Standardlastprofilen übereinstimmen. Daraus lässt sich ableiten, dass die elektrischen und thermischen Lastprofile als repräsentativ für diese Siedlungsstruktur angenommen werden können. Um auch andere Netzbezirke beurteilen zu können, die eine andere Benutzerstruktur, Gebäudestruktur sowie einen anderen Wärmedämmstandard aufweisen, müssen weitere Netzbezirke vermessen werden.

Im nächsten Schritt wurde das Betriebsverhalten eines Mini-BHKW in einem Haus in den verschiedenen Jahreszeiten simuliert. Eingangsvoraussetzungen waren hier, dass das Mini-BHKW modulierbar in seiner elektrischen Leistung ist, dass ein thermischer Pufferspeicher sowie ein Spitzenlastkessel vorhanden sind und dass das Mini-BHKW anhand der thermischen Jahresdauerlinie so dimensioniert ist, dass mindestens 5.000 Betriebsstunden pro Jahr erreicht werden. Gezeigt werden konnte, dass das Mini-BHKW bei einem wärmegeführten Betrieb im Winter annähernd den ganzen Tag mit voller Leistung durchläuft. Im Sommer dagegen dominiert der Trinkwarmwasserbedarf

und das Mini-BHKW läuft eine geringe Anzahl an Stunden mit geringer Leistung. In der Übergangszeit moduliert das Mini-BHKW stärker die Leistung, aber erreicht noch eine hohe tägliche Betriebsstundenanzahl. Des Weiteren ist ein Ergebnis, dass die einzelnen Komponenten im Hausbereich wie das Mini-BHKW, der Spitzenlastkessel und der thermische Speicher besser aufeinander abgestimmt sein sollten. So werden ungünstige Betriebszustände, wie die Verdrängung des Mini-BHKW durch den Spitzenlastkessel, vermieden.

Die Auswirkungen einer dezentralen Energieerzeugung mit Mini-BHKW auf den elektrischen Lastfluss im öffentlichen Versorgungsnetz konnten mithilfe der Zusammenfassung von vielen einzelnen Gebäudesimulationen abgeschätzt werden. Im Winter ergibt sich eine annähernd konstante Senkung der Netzbezugslast. Eine Senkung der Netzbezugslast erfolgt auch in der Übergangszeit, jedoch fällt diese bei der Abendspitze geringer aus. Im Sommer ist es sogar möglich, dass steile Leistungsgradienten aus dem Gasnetz in das elektrische Netz über die Mini-BHKW übertragen werden. Mit diesen Ergebnissen erfolgte eine Entwicklung von Integrationsstrategien.

Zurzeit erfolgt die Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen nicht unbedingt systemgerecht. Bei der Erzeugung und Einspeisung der elektrischen Energie in das elektrische Versorgungsnetz werden zwar die technischen Anschlussbedingungen am Verknüpfungspunkt beachtet, jedoch orientiert sich die Einspeisung dabei nicht unbedingt an den aktuellen Lastsituationen im elektrischen Versorgungsnetz. Ziel der Integrationsstrategien für die Mini-BHKW ist es, die Bedürfnisse und Anforderungen des zu versorgenden Objektes und des elektrischen Versorgungsnetzes möglichst mit einer großen Schnittmenge zu erfüllen. Um dies zu erreichen, wird für die Mini-BHKW die netzorientierte Fahrweise eingeführt, die auf der wärmegeführten Fahrweise aufbaut. In die wärmegeführte Betriebsstrategie fließen zusätzlich zur Festlegung des zeitlichen Ablaufs und der Höhe der Energieproduktion des Mini-BHKW die Bedürfnisse des elektrischen Versorgungsnetzes mit ein. Hierbei liegt der Fokus auf der Bereitstellung von elektrischer Leistung vom Mini-BHKW für das Netz, damit dieses die Leistung als Spitzenleistung zur Verfügung stellen kann.

Gezeigt werden konnte, dass mit hinterlegten elektrischen Fahrplänen, die entweder den Verlauf der Netzbezugslast oder gewünschte Haupteinspeisezeiten für den nächsten Tag enthalten, die Energieproduktion der Mini-BHKW besser dem Verlauf der Netzlast angepasst werden können. Allerdings beeinflusst das Speichermanagement für den

thermischen Pufferspeicher stark den Erfolg der netzorientierten Fahrweise mit hinterlegten Day-Ahead-Fahrplänen. Erst mit einem angepassten Speichermanagement und einer angepassten Speichergröße ist es möglich, dass die Mini-BHKW zu den Spitzenzeiten im Netz einspeisen können. Des Weiteren ist die Erstellung und Verteilung von individuellen Fahrplänen für jedes Mini-BHKW nicht trivial. So besteht bei der Optimierung und Umsetzung der letzten beiden Punkte weiterer Forschungsbedarf. Bei einer Umsetzung der Day-Ahead-Strategien ist es im Weiteren notwendig, dass bei allen neuen Mini-BHKW-Anlagen die Hinterlegung von Fahrplänen und die Einstellung des Speichermanagements über eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle möglich sind. Unter dem Gesichtspunkt „Aufwand zu Nutzen“ sollten jedoch nur einmalig, z. B. bei der Installation der Anlage, Typtageprofile hinterlegt werden, nach denen sich das Mini-BHKW dauerhaft richtet. Hiermit lässt sich am effizientesten eine netzorientierte Fahrweise umsetzen.

Die abschließende wirtschaftliche Analyse zeigt, dass unter heutigen Bedingungen eine Rentabilität einer Mini-BHKW-Anlage nur schwer erreichbar ist. Vor allem Anlagen mit einer hohen jährlichen Laufzeit von über 7.000 h/a bei gleichzeitigem komplettem Energieeigenverbrauch im Objekt sind aus heutiger Sicht wirtschaftlich. Bei diesen Anlagen besteht aufgrund ihrer hohen jährlichen Laufleistung nur wenig Optimierungspotenzial und somit ist hier keine netzorientierte Fahrweise notwendig. Jedoch wurde gezeigt, dass bei steigenden Energiepreisen und sinkenden Investitionskosten auch Anlagen mit geringen jährlichen Laufzeiten und geringeren Energiebezugsverdrängungsgraden wirtschaftlich werden. Aufgrund der geringen jährlichen Laufzeiten ist insbesondere bei diesen Anlagen Potenzial für eine netzorientierte Integration vorhanden und notwendig.

Eine starke Verbreitung von Mini-BHKW hat Einfluss auf das Geschäftsfeld des EVU's sowie des Netzbetreibers. Beim Netzbetreiber ergeben sich weniger Einnahmen, da dieser die Netznutzungsentgelte, seine Haupteinnahmequelle, mit dem Mini-BHKW-Anlagenbetreiber teilen muss. Das EVU setzt aufgrund der dezentralen Energieeigenerzeugung weniger elektrische Energie ab. Zeitgleich steigt aber der Absatz von Erdgas, wenn die Mini-BHKW damit betrieben werden. Dadurch kann die Rentabilität des Gasnetzes bei zu erwartendem sinkendem Gasabsatz in der Zukunft gesteigert werden. Des Weiteren ist es möglich, teure Stromspitzen mithilfe der dezentralen Energieerzeugung zu senken.

Um diese negativen Effekte abzuschwächen und die positiven zu nutzen, müssen das EVU und der Netzbetreiber aktiv handeln. Mithilfe von jährlichen Zahlungen oder einer einmaligen Vergütung an den Mini-BHKW-Betreiber kann das Potenzial der netzorientierten Fahrweise einfach nutzbar gemacht werden. Des Weiteren ist es möglich, mit dem Contracting den Kunden an sich zu binden und neue Einnahmequelle zu generieren.

## 7 Literaturverzeichnis

- [ASUE 2001]** Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.:  
Mikro-KWK: Motoren, Turbinen und Brennstoffzellen.  
Kaiserslautern 2001
- [Becker 2006]** Becker, Roland:  
Optimierung thermischer Systeme in dezentralen Energieversorgungsanlagen. Dissertation. Universität Dortmund.  
Dortmund 2006
- [BEE 2007]** Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.:  
Jahresrückblick Erneuerbare Energien in 2006. Erneuerbare Energien brechen erneut Rekorde. Paderborn 2007
- [Blohm 1995]** Blohm, Hans; Lüder, Klaus:  
Investition. München 1995
- [BNetzA 2006]** Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6:  
Beschluss vom 29.08.2006. Az: BK,-06-012. Bonn 2006
- [Bronstein 1999]** Bronstein, Ilja N.:  
Taschenbuch der Mathematik. Frankfurt a. M. 1999
- [Buchholz 2006]** Buchholz, Bernd:  
Communication as the key for a sustainable network integration of dispersed and renewable generation. Cigre Session.  
Paris, Frankreich 2006
- [EEG 2004]** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien  
(Erneuerbare-Energien-Gesetz) – EEG. Gesetzestext.  
Berlin 2004
- [EnBW 2005]** Energie Baden-Württemberg AG:  
www.enbw.com 2005
- [EnergieStg 2006]** Gesetz zur Neuregelung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und zur Änderung des Streuenersteuergesetzes. Gesetzestext.  
Berlin 2006
- [EnWG 2005]** 2. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung  
(2. Energiewirtschaftsgesetz – EnWG II). Gesetzestext.  
Berlin 2005
- [Englert 2005]** Englert, Heiko:  
Informationstechnische Vernetzung der DEA in Virtuellen Kraftwerken. FGH-Workshop „Virtuelle Kraftwerke“.  
Unna 2005

- [E.ON 2005]** E.ON Netz GmbH:  
www.eon-netz.com 2005
- [Fischedick 2004]** Fischedick, Manfred:  
Klima- und Ressourcenschutz durch KWK-Anlagen. Praxishand-  
buch Kraft-Wärme-Kopplung. Köln 2004
- [Fünfgeld 2005]** Fünfgeld, Christian:  
Haushaltsprofile der HEW AG. In: energie wirtschaft, Heft 1-2.  
Berlin 2005
- [Friedrich 2003]** Friedrich, Rudolf:  
Integration von Brennstoffzellen-BHKW in elektrische Vertei-  
lungsnetze. Auswirkungen auf das elektrische Netz und Vergleich  
unterschiedlicher Betreibermodelle. Dissertation.  
Universität des Saarlandes. Saarbrücken 2003
- [Geißler 2006]** Geißler, Michael:  
Aufbau von Mikrogrids. Fallbeispiel zur Versorgung der „Bremer  
Höhe“ in Berlin Prenzlauer Berg. Berliner Energieagentur GmbH.  
5. ETG-Workshop Dezentrale Energieversorgung.  
Frankfurt a. M. 2006
- [Gorgas 2005]** Gorgas, Paul Dieter:  
Netzsicherheitsmanagement im Verteilnetz. Zehntes Kasseler  
Symposium Energie-Systemtechnik. Kassel 2005
- [Jäger 2004]** Jäger, Johann:  
New Protection Coordination Methods in the Presence of Distrib-  
uted Generation. 8th International Conference on Developments  
in Power System Protection. Amsterdam, Niederlande 2004
- [Hartig 2001]** Hartig, Ralf:  
Untersuchungen zur Optimierung des Energiemanagements im  
Privatkundenbereich. Dissertation. Technische Universität Chem-  
nitz. Chemnitz 2001
- [Hellwig 2003]** Hellwig, Mark:  
Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-  
Lastprofile. Dissertation. Technische Universität München.  
München 2003
- [Hollmann 2006]** Hollmann, Maik:  
Ein systemdynamischer Modellierungsansatz zur Untersuchung  
des technischen und ökologischen Potenzials dezentraler Systeme.  
Dissertation. Universität Paderborn. Paderborn 2006
- [Hutter 2000]** Hutter, Christina:  
Stationäre Anwendung von Brennstoffzellen in der Kraft-Wärme-  
Kopplung. München 2000

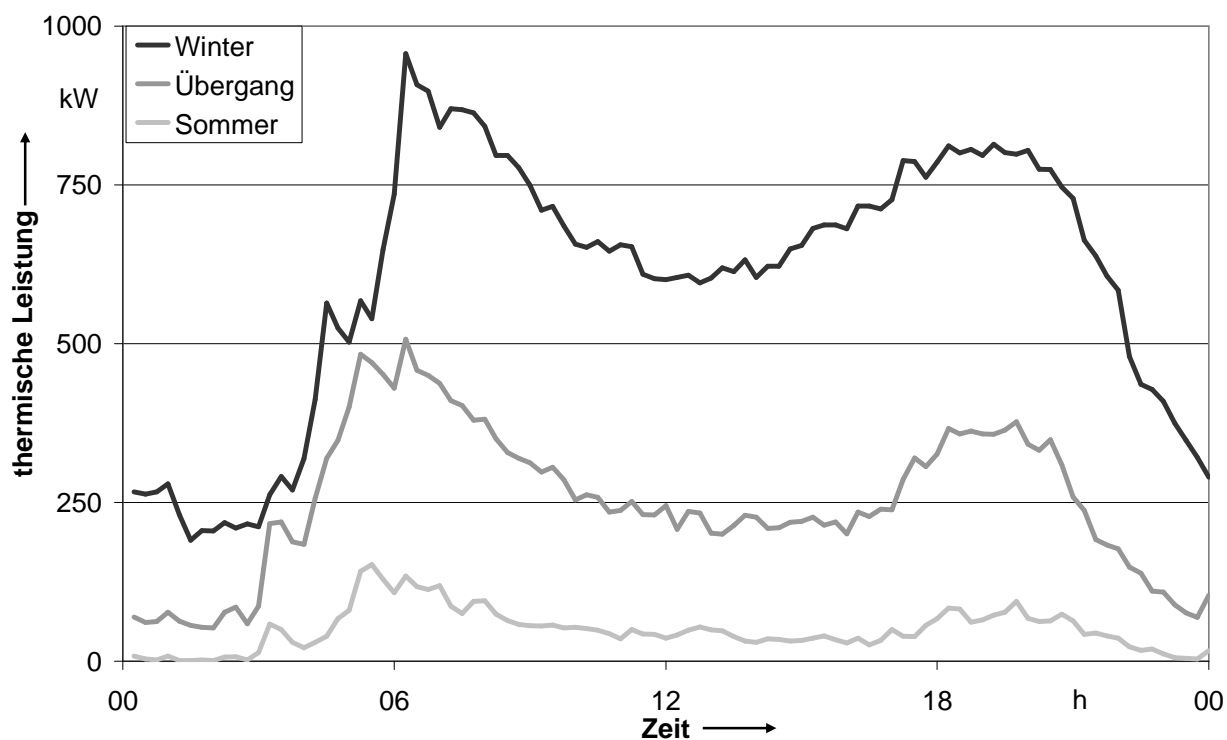
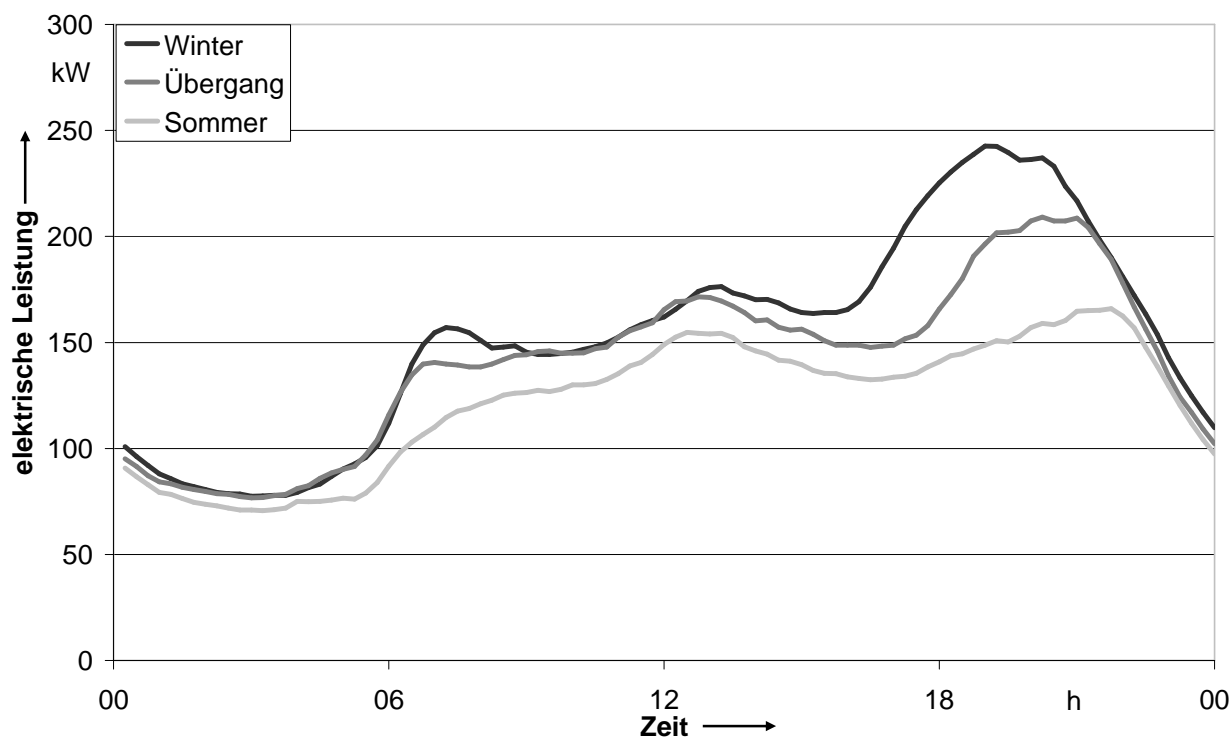
- [Jungbluth 1996]** Jungbluth, Christian Rolf:  
Wärmetechnische Analyse des Energieerzeugungssystems  
„Blockheizkraftwerk/Solarkollektor“ unter Berücksichtigung von  
Wärme- und Kälteverbrauchern. Dissertation. Universität Hanno-  
ver. Hannover 1996
- [Kahlert 2004]** Kahlert, Jörg:  
Simulation technischer Systeme. Wiesbaden 2004
- [Kretschmer 1994]** Kretschmer, Rutger:  
Methodische Grundlagen zur optimalen Auslegung kleiner Anla-  
gen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kurzzeitwärmespeichern.  
Dissertation. Technische Universität Dresden. Dresden 1994
- [Kuchling 1995]** Kuchling, Horst:  
Taschenbuch der Physik. Leipzig 1995
- [Kühl 2004]** Kühl, Lars:  
Wärmeversorgungssysteme für hochwärmegedämmte Gebäude.  
Dissertation. Technische Universität Braunschweig. Braun-  
schweig 2004
- [KWK 2004]** Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der  
Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz).  
Gesetzestext. Berlin 2004
- [Mühlstein 2006]** Mühlstein, Jan:  
Kraft-Wärme-Kopplung: Vom Potenzial zum Markt.  
In: Energie & Management, Heft 21. Herrsching 2006
- [Pehnt 2002]** Pehnt, Martin:  
Energiewelt Brennstoffzelle. Heidelberg 2002
- [RL 2004]** Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Ra-  
tes vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwär-  
mebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnen-  
markt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG. o. O. 2004
- [Schieferd. 1999]** Schieferdecker, Bernd:  
Repräsentative VDEW-Lastprofile. Frankfurt a. M. 1999
- [Schmitz 2002]** Schmitz, Sven:  
Thermodynamische Analyse eines Brennstoffzellen-Systems zur  
dezentralen Energieversorgung. Dissertation. Universität Ge-  
samthochschule Essen. Düsseldorf 2002
- [Schramek 1997]** Schramek, Ernst-Rudolf:  
Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik einschließlich  
Warmwasser- und Kältetechnik. Dortmund 1997

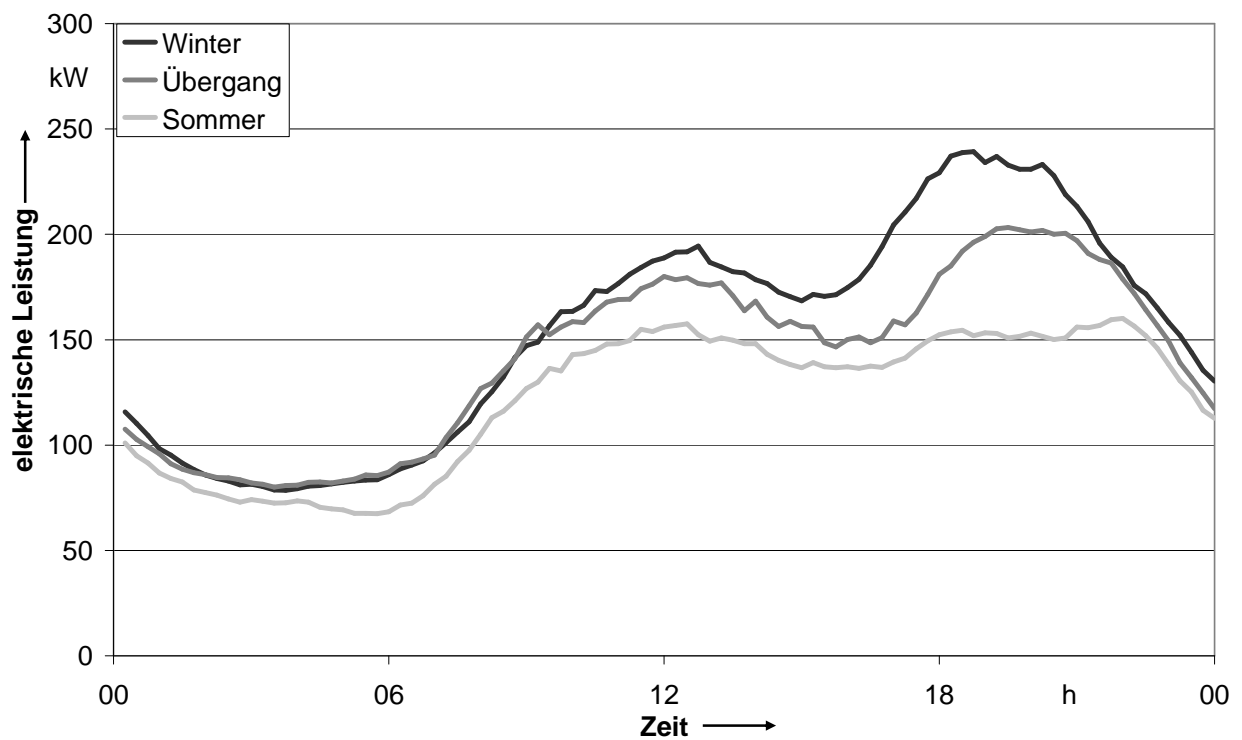
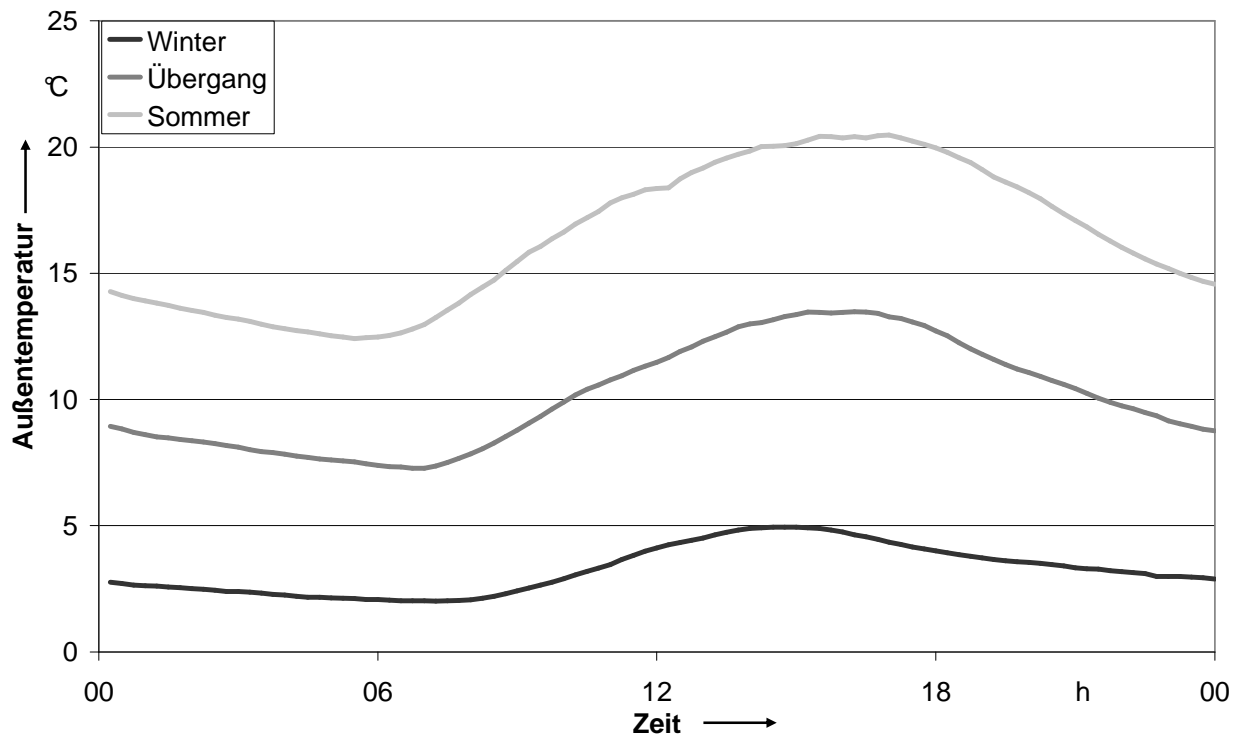


- [StromNEV 2005]** Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV). Gesetzestext. Bonn 2005
- [StromNZV 2005]** Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV). Gesetzestext. Bonn 2005
- [Sturm 2000]** Sturm, Michael:  
Neuronale Netze zur Modellbildung in der Regelungstechnik. Dissertation. Technische Universität München. München 2000
- [UBA 2003]** Umweltbundesamt:  
Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung. Analyse des Bedarfs zukünftiger Kraftwerkskapazitäten und Strategie für eine nachhaltige Stromnutzung in Deutschland. Berlin 2003
- [Uphaus 2006]** Uphaus, Frank:  
Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen. Dissertation. Universität Dortmund. Dortmund 2006
- [VDE 2005]** VDE:  
Elektrische Energieversorgung 2020. Perspektiven und Handlungsbedarf. Frankfurt a. M. 2005
- [VDE 2006]** VDE:  
V 0126-1-1 Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz. Frankfurt a. M. 2006
- [VDEW 2000 a]** VDEW:  
Anwendung der repräsentativen VDEW Lastprofile step-by-step. Cottbus 2000
- [VDEW 2000 b]** VDEW:  
VDEW-Bericht „Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland“. Frankfurt a. M. 2000
- [VDEW 2001 a]** VDEW:  
Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Frankfurt a. M. 2001
- [VDEW 2001 b]** VDEW:  
Begriffe im liberalisierten Strommarkt. Frankfurt a. M. 2001
- [VDEW 2006]** VDEW:  
Stromwirtschaft investiert in Versorgungsqualität. [www.strom.de](http://www.strom.de) 2006

- [VDN 2006]** VDN:  
Transmission Code, Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation  
für die Erbringung von Minutenreserveleistung. Berlin 2006
- [Vogel 1999]** Vogel, Helmut:  
Gerthsen Physik. Berlin 1999
- [VKU 2006]** VKU:  
Umsetzungshilfe zur Ermittlung des Entgeltes für dezentrale Ein-  
speisung. Berlin 2006
- [Wagner 2002]** Wagner, U.:  
Das Virtuelle Brennstoffzellen-Kraftwerk. Technische und ener-  
giewirtschaftliche Bewertung. München 2002
- [Waldschmidt 2006]** Waldschmidt, Wolfgang:  
ABC der Wärme in Wohngebäuden. Frankfurt a. M. 2006
- [Weiß 2005]** Weiß, Joachim:  
Siemens, Werner von. In: Der Brockhaus in zehn Bänden.  
Band 8. Leipzig 2005

## 8 Anhang





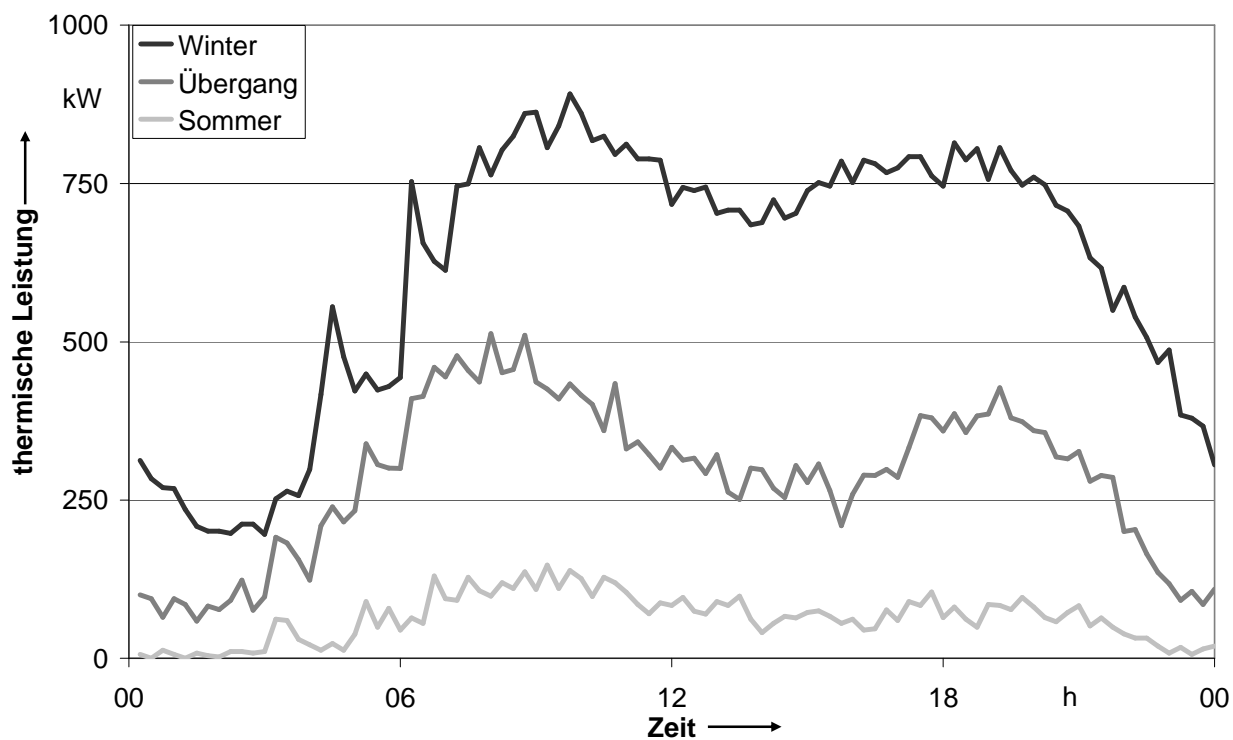


Abbildung A.5: Durchschnittlich gemessener thermischer Lastgang der Siedlung an Samstagen nach VDEW

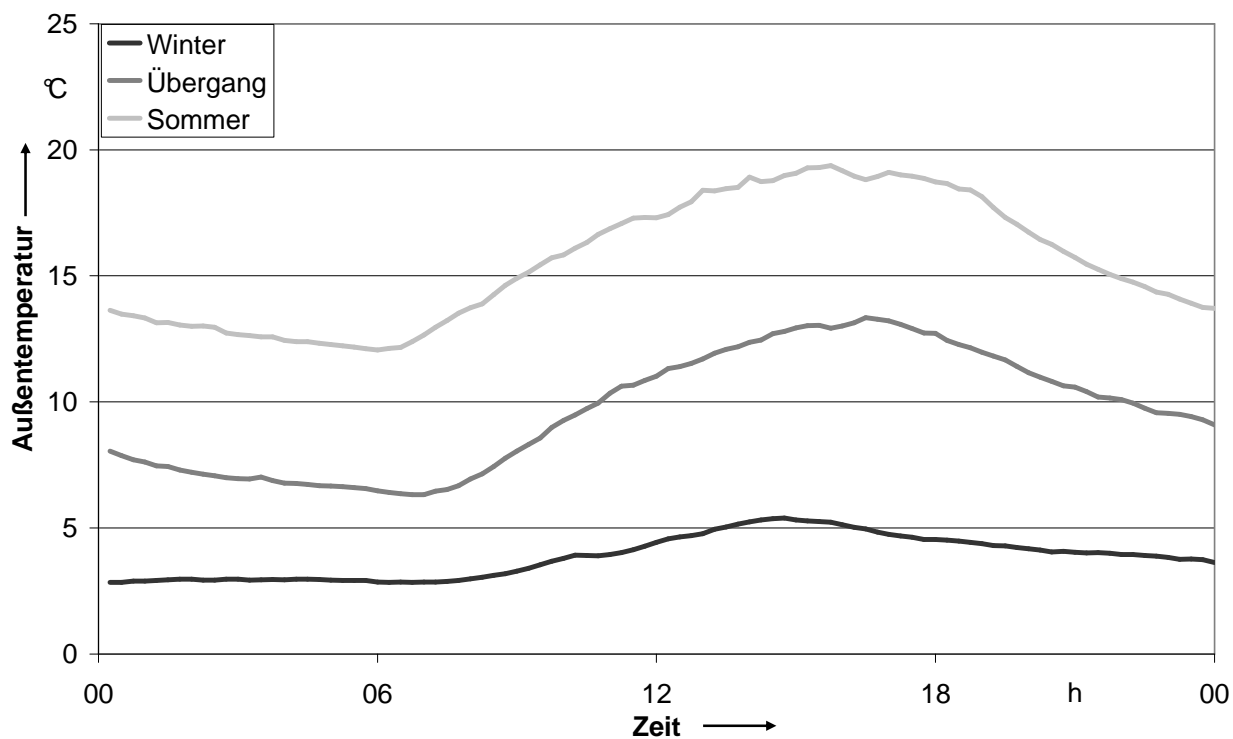


Abbildung A.6: Durchschnittlich gemessene Außentemperatur in der Siedlung an Samstagen nach VDEW

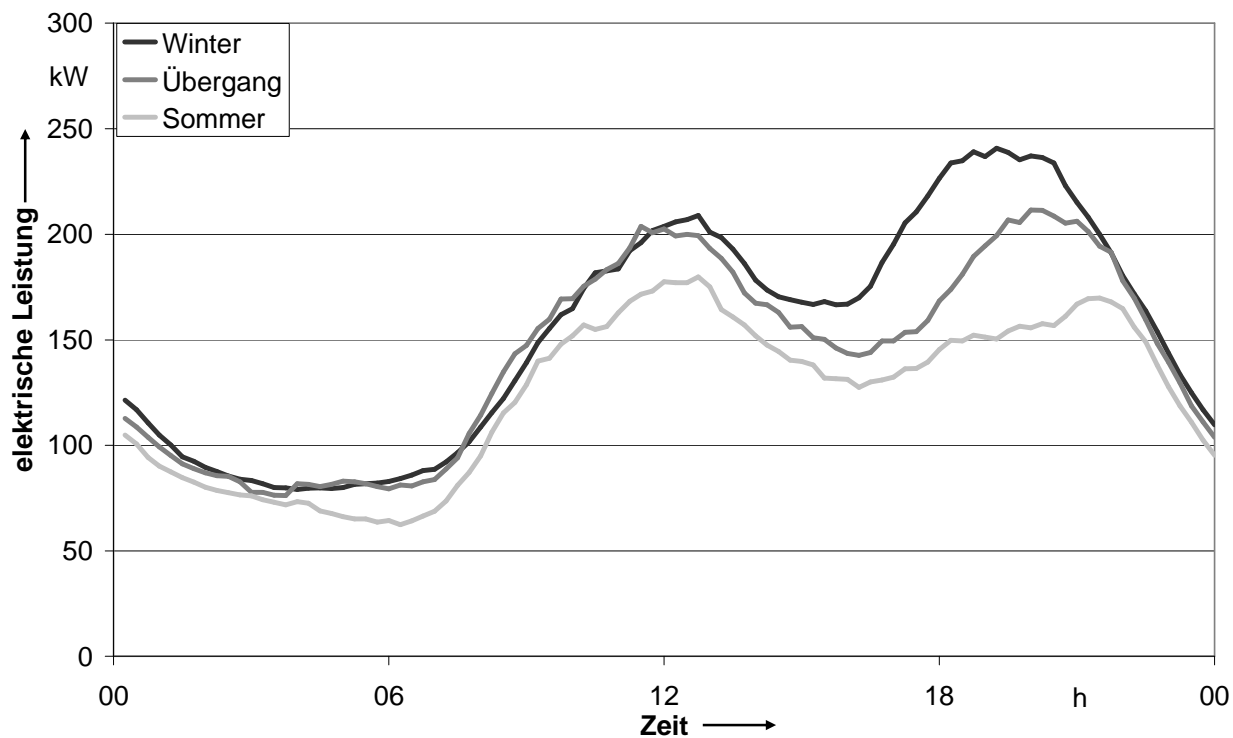


Abbildung A.7: Durchschnittlich gemessener elektrischer Lastgang der Siedlung an Sonntagen nach VDEW

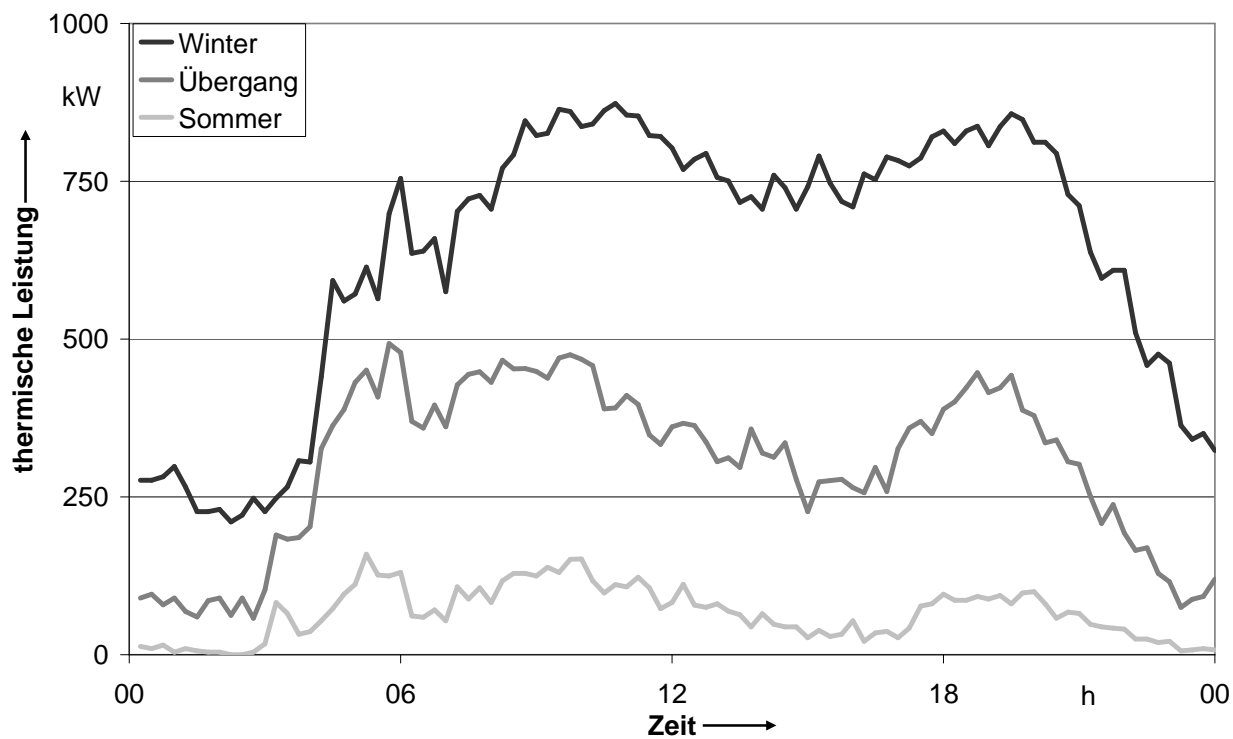


Abbildung A.8: Durchschnittlich gemessener thermischer Lastgang der Siedlung an Sonntagen nach VDEW

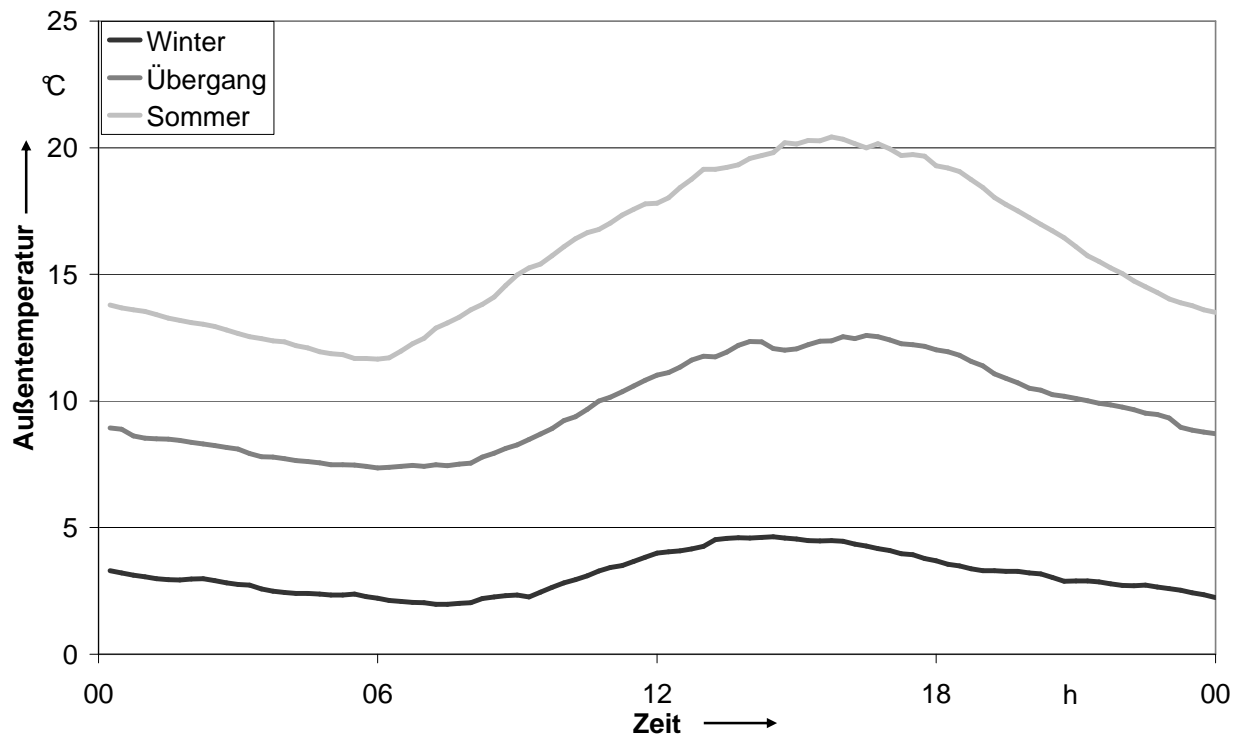


Abbildung A.9: Durchschnittlich gemessene Außentemperatur in der Siedlung  
an Sonntagen nach VDEW

Variable	Bedeutung
$P_{el/th, Bed, i}$	elektrischer/thermischer Leistungsbedarf des Versorgungsobjektes im Zeitintervall i
$P_{el/th, BHKW, i}$	eingestellte elektrische/thermische Leistung des BHKW im Zeitintervall i
$P_{el/th, BHKW, min/max}$	minimal/maximal einstellbare elektrische/thermische Leistung des BHKW
$P_{th, Fehl, i}$	Unterdeckung des thermischen Leistungsbedarfs des Versorgungsobjektes im Zeitintervall i
$P_{el, Netz, Bezug, i}$	über das Versorgungsnetz im Zeitintervall i bezogene elektrische Leistung
$P_{el, Netz, Einsp, i}$	in das Versorgungsnetz im Zeitintervall i eingespeiste elektrische Leistung
$W_{Bst, BHKW/ZWE, i}$	im BHKW/SK im Zeitintervall i verbrauchter Brennstoff
$K_{Bst, BHKW/ZWE, (wo/so), i}$	durch BHKW/SK im Zeitintervall i verursachte Brennstoffkosten (bei wärme-/stromorientierter Strategie)
$K_{Str, (wo/so), i}$	Bezugskosten für bezogene elektrische Arbeit im Zeitintervall i (bei wärme-/stromorientierter Strategie)
$E_{Einsp, (wo/so), i}$	Erlöse für eingespeiste elektrische Arbeit im Zeitintervall i (bei wärme-/stromorientierter Strategie)
$n_{EA, BHKW/ZWE, i}$	Anzahl der Ein-Aus-Zyklen des BHKW/SK im Zeitintervall i
$TB_{HKW/ZWE}$	Betriebsstunden des BHKW/SK
$W_{WSP, i}$	im WSP gespeicherte Energie im Zeitintervall i
$P_{WSP, Bel, i}$	dem WSP im Zeitintervall i zugeführte Wärmeleistung (Beladung)
$P_{WSP, Entl, i}$	dem WSP im Zeitintervall i entnommene Wärmeleistung (Entladung)
$P_{WSP, Bel/Entl, zul, i}$	zulässige Be-/Entladeleistung des WSP im Zeitintervall i

Abbildung A.10: Die im Programm „EEMS“ verwendeten Variablen



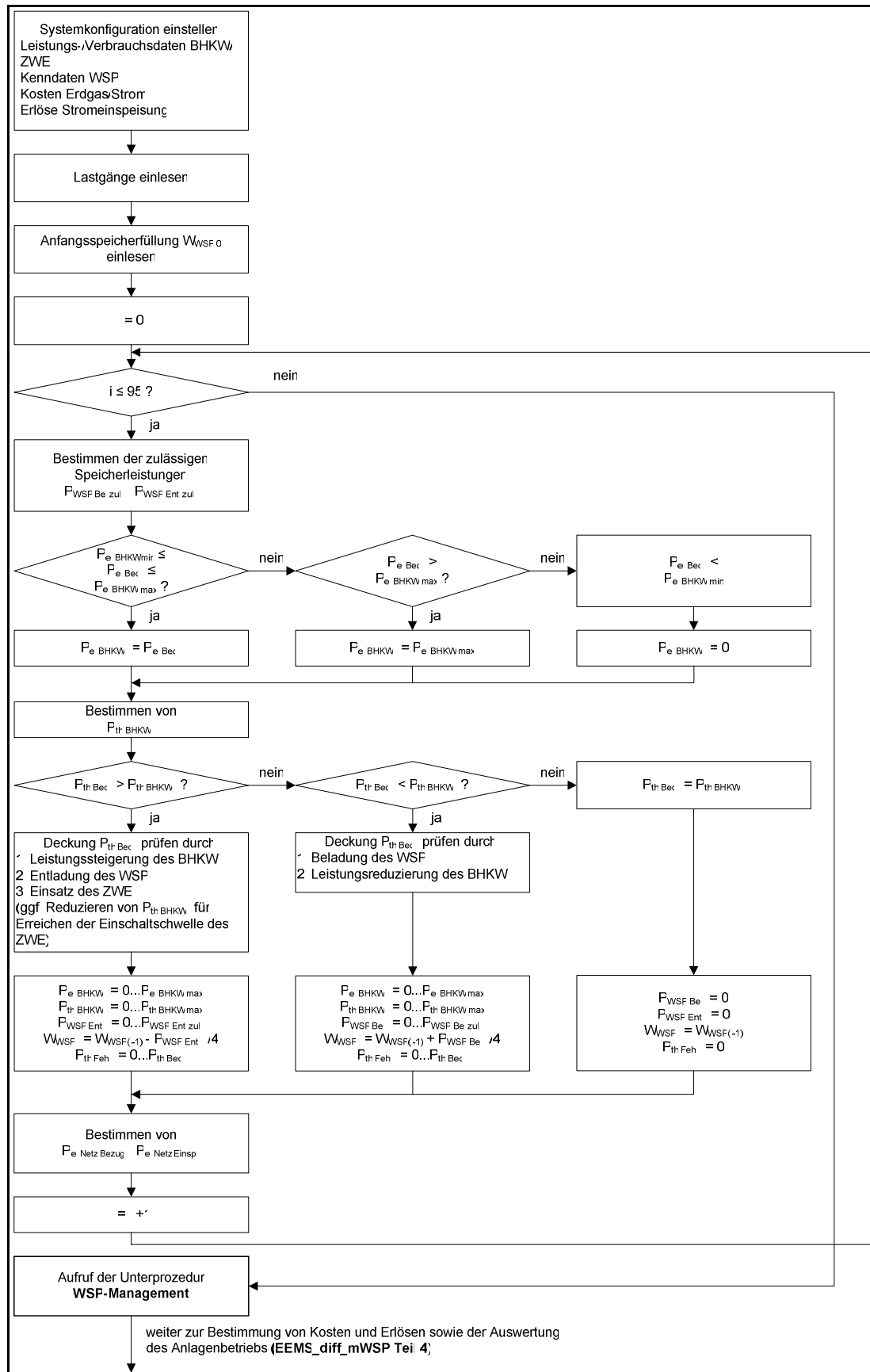
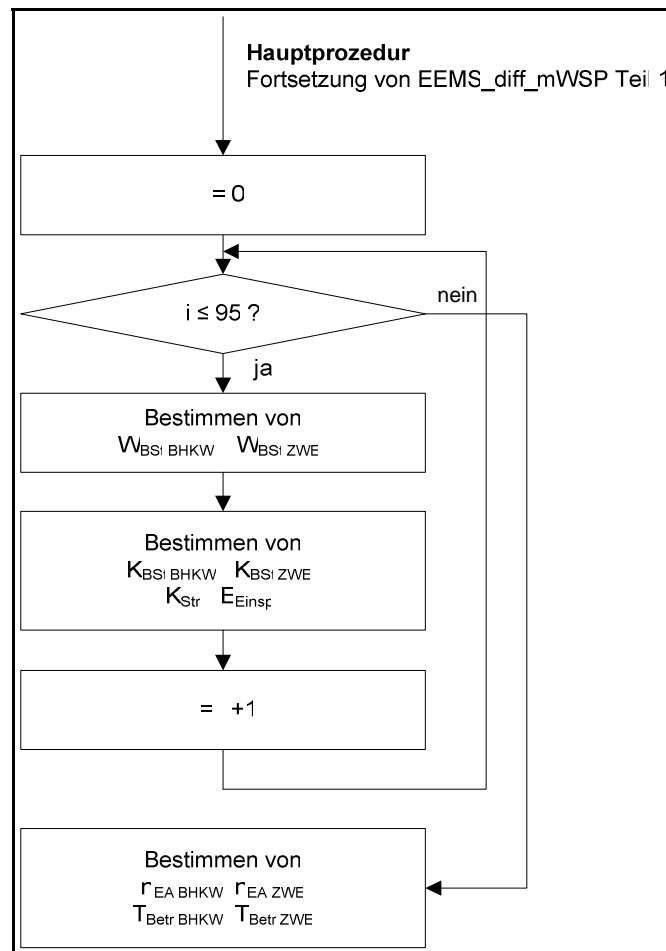


Abbildung A.11: Programmstruktur der Betriebsstrategie **EEMS\_diff\_mWSP**  
(differenzierte Strategie mit Wärmespeicher)



Fortsetzung von Abbildung A.11: Programmstruktur der Betriebsstrategie **EEMS\_diff\_mWSP**  
(differenzierte Strategie mit Wärmespeicher)

## Studentische Arbeiten

Folgende Diplom- (DA) und Studienarbeiten (SA) wurden im Rahmen der experimentellen und theoretischen Untersuchungen im Zeitraum September 2004 bis Januar 2007 durchgeführt. Die studentischen Arbeiten stellen mit ihren Ergebnissen das Rückgrat des Projektes „Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz“ dar.

Bünsow, Björn	Entwicklung einer variablen thermischen Last für einen Mini-Blockheizkraftwerk-Versuchsstand. SA 2007
Krüger, Philipp	Modulierung von elektrischen und thermischen Lastgängen zur Erstellung von Referenzobjekten. SA 2006
Pielke, Magnus	Konzeptstudie zur Optimierung der Netznutzung durch Veränderung der Netzinfrastruktur am Beispiel des Versorgungsnetzes in Braunschweig. DA 2005
Röder, Gerold	Entwicklung von Betriebsstrategien für Mini-BHKW unter Berücksichtigung des Lastgangs. DA 2005
Schlaak, Tobias	Entwicklung von Contractingkonzepten für den Einsatz von Mini-Blockheizkraftwerken in Niederspannungsnetzen. DA 2006
Schwarz, Sarah	Berechnung der Netzverluste in einem Braunschweiger Niederspannungsnetzbezirk. SA 2005
Simon, Jörg	Technische und wirtschaftliche Struktur des Gasversorgungsnetzes in Deutschland. SA 2006
Sinagowitz, Maik	Prognosemodelle für das Einspeiseverhalten von Mini-Blockheizkraftwerken am Beispiel eines Braunschweiger Niederspannungsnetzbezirks. DA 2006
Wacker, Jens	Erlösstruktur und Vergütungsmodelle von Mini-BHKW. SA 2004